

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
 (Геофизические методы исследования скважин)
 Отделение геологии

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

Тема проекта
КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С ЦЕЛЮ ИЗУЧЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ НА ЮЖНО-МЫЛЬДЖИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

УДК 553.982-026.564.2:550.832-047.47(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2241	Федоров Валерий Григорьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Лобова Г.А.	Д.г.-м.н., доцент		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Лобова Г.А.	Д.г.-м.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Малинина В.А.	К.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романцов И.И.	К.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Геофизические методы исследования скважин	Ростовцев В.В.	К.г.-м.н.		

Планируемые результаты обучения

В результате обучения выпускник, обучающийся по специальности «Технология геологической разведки», специализации. «Геофизические методы исследования скважин» обязан получить универсальные компетенции и должен быть готовым применить математические, естественнонаучные, социально-экономические и инженерные знания в профессиональной деятельности (P1), должен уметь анализировать основные тенденции правовых, социальных и культурных аспектов инновационной профессиональной деятельности, демонстрировать компетентность в вопросах здоровья и безопасности жизнедеятельности и понимание экологических последствий профессиональной деятельности (P2), учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности (P3). Специалист обязан владеть общепрофессиональными навыками и уметь идентифицировать, формулировать, решать и оформлять профессиональные инженерные задачи (P4), получить навык разрабатывать технологические процессы на всех стадиях геологической разведки и разработки месторождений полезных ископаемых, (P5), умело и ответственно использовать инновационные методы, средства, технологии в практической деятельности, следуя принципам эффективности и безопасности технологических процессов в глобальном, экономическом, экологическом и социальном контексте (P6). Во время проектно-изыскательной деятельности должен применить знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей документации (P7). Выпускнику во время научно-исследовательской деятельности необходимо определять, систематизировать и получать необходимые данные с использованием современных методов, средств, технологий в инженерной практике (P8), планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов (P9).

В организационно-управленческой деятельности необходимо научиться эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой для решения профессиональных инновационных задач в соответствии с требованиями корпоративной культуры предприятия и толерантности (P10), проводить маркетинговые исследования и разрабатывать предложения по повышению эффективности использования производственных и природных ресурсов с учетом современных принципов производственного менеджмента, осуществлять контроль технологических процессов геологической разведки и разработки месторождений полезных (P11).



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) 21.05.03 Технология геологической разведки
(Геофизические методы исследования скважин)
Отделение геологии

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) Ростовцев В.В.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Дипломного проекта

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2241	Федоров Валерий Григорьевич

Тема работы:

КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ИЗУЧЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ НА ЮЖНО-МЫЛЬДЖИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	58-32 /с от 27.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.2019 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Геолого-геофизические материалы преддипломной практики (геология, данные работ ГМИС, результаты интерпретации), цифровые материалы ГМИС для специальной главы
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования;	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения об объекте исследования. 2. Геолого-геофизическая характеристика объекта исследования 3. Анализ основных результатов ранее проведенных работ геофизических исследований 4. Основные вопросы проектирования 5. Методические вопросы. 6. Применение геофизических методов для выделения водонефтяного контакта на месторождении 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

<p>обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</p>	<p>8. Социальная ответственность.</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1. Положение Южно-Мыльджинского месторождения на фрагменте географической карты Томской области показано красным прямоугольником 2. Положение Южно-Мыльджинского месторождения на фрагменте обзорной карты нефтегазовой инфраструктуры Томской области 3. Структурная карта по сейсмическому горизонту Ю₁ 4. Положение территории исследования на тектонической карте фундамента западно-сибирской плиты 5. Положение района исследований на Тектоническая схема осадочного мезозойско-кайнозойского чехла 6. Структурная карта Южно-Мыльджинской складки по отражающему горизонту Па 7. Положение Южно-Мыльджинского месторождения показано красным прямоугольником на карте нефтегазогеологического районирования территории юго-востока Западной Сибири 8. Фрагмент временного сейсмического разреза для Томской области 9. Положение проектной скважины на подсчетном плане запасов по пласту Ю₁³⁻⁴ на Мыльджинском месторождении 10. Разрез по линии скважин 29-25*-28-22-23 11. Физико-геологическая модель горизонта Ю₁³⁻⁴ Южно-Мыльджинского месторождения 12. Сводная литолого-стратиграфическая колонка Южно-Мыльджинского месторождения</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Геологическая часть</p>	<p>Лобова Г.А.</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережения</p>	<p>Малинина В.А.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Романцов И.И.</p>
<p>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат</p>	

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>29.03.2019</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Лобова Г.А.	Д.г.-м.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2241	Федоров В. Г.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 92 страниц, 28 рисунков, 24 таблиц, 18 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: геофизические методы исследования скважин, оценка фильтрационно-емкостных свойств, васюганская свита, Южно-Мыльджинское месторождение, Томская область

Объектом исследования является пласт Ю₁³⁻⁴ васюганской свиты на Южно-Мыльджинском месторождении.

Цель работы – составить проект на проведение комплекса геофизических исследований в разведочной скважине на Южно-Мыльджинском месторождении Томской области для определения фильтрационных свойств пласта-коллектора.

В процессе исследования проводилось изучение геологического строения Южно-Мыльджинского месторождения, анализ ранее проведенных ГМИС; составление проекта геофизических работ с целью решения разведочных задач на месторождении. Также изучен метод ВИКИЗ для выделения водонефтяного и газонефтяного контакта на месторождениях Западной Сибири.

В результате исследования был составлен проект геофизических исследований для доразведки Южно-Мыльджинского месторождения, определен комплекс методов исследования скважин.

Область применения: результаты специальных исследований могут быть использованы при выделении водонефтяного и газонефтяного контакта на месторождении Западной Сибири.

В будущем планируется использовать метод ВИКИЗ для выделения водонефтяного и газонефтяного контакта на месторождении Западной Сибири.

ESSAY

The final qualification work contains: 92 pages, 28 figures, 24 tables, 18 sources, 1 appendix.

Key words: geophysical methods for researching wells, assessment of reservoir properties, Vasyugan Formation, Yuzhno-Myldzhinskoye field, Tomsk Region

The object of the study is the layer Yu13-4 of the Vasyugan Formation at the Yuzhno-Myldzhinskoye field.

The purpose of the work is to draw up a project for a complex of geophysical surveys in an exploratory well at the Yuzhno-Myldzhinskoye field in the Tomsk Region to determine the filtration properties of the reservoir.

In the process of the study, the geological structure of the Yuzhno-Myldzhinskoye field was studied, an analysis of previously conducted GMIS was carried out; drawing up a project of geophysical work in order to solve exploration problems in the field. The VIKIZ method for isolating water-oil and gas-oil contact in the fields of Western Siberia was also studied.

As a result of the study, a geophysical research project was drawn up for additional exploration of the Yuzhno-Myldzhinskoye field, a set of well research methods was determined.

Scope: the results of special studies can be used in the allocation of water-oil and gas-oil contact in the field of Western Siberia.

In the future, it is planned to use the VIKIZ method for separating water-oil and gas-oil contact at a field in Western Siberia.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АК – акустический каротаж;

БК – боковой каротаж;

БКЗ – боковое каротажное зондирование;

ВИКИЗ – высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование;

ВНК – водонефтяной контакт;

ГНК – газонефтяной контакт;

ГК – гамма-каротаж;

ГГК – гамма-гамма-каротаж;

ГГК-п – гамма-гамма-каротаж плотностной;

ГМИС – геофизические методы исследования в скважинах;

ГОСТ – государственный стандарт;

ИК – индукционный каротаж;

КС – каротаж сопротивления;

МБК – микробоковой каротаж;

НКТ – нейтронный каротаж;

ННК-т – нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам;

ПБ – правила безопасности;

ПС – каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации;

РК – радиоактивный каротаж;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

СНиП – строительные нормы и правила;

УЭС – удельное электрическое сопротивление

ФГМ – физико-геологическая модель;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ЭДС – электродвижущая сила.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	11
1.1 Географо-экономический очерк района работ.....	11
1.2 Геолого-геофизическая изученность.....	13
2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ.....	15
2.1 Стратиграфия.....	15
2.2 Тектоника.....	17
2.3 Нефтегазоносность.....	21
2.4 Петрофизические характеристики нефтегазоносных комплексов.....	22
2.5 Сейсмологическая характеристика разреза.....	23
3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАННЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	25
4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРЕКТИРОВАНИЯ.....	27
4.1 Задачи геофизических исследований.....	27
4.2 Обоснование объекта исследований.....	27
4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования.....	30
4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса.....	31
5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ.....	35
5.1 Методика проектных геофизических работ.....	35
5.2 Применяемая аппаратура и оборудование.....	36
5.3 Метрологическое обеспечение.....	39
5.4 Интерпретация геофизических данных.....	39
5.5 Определение исходных геофизических параметров.....	40
5.6 Выделение коллекторов и определение эффективных толщин.....	41
5.7 Определение фильтрационно-емкостных свойств.....	42
6 ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ ВЫДЕЛЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНОГО КОНТАКТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	45
6.1 Основные геолого-геофизические задачи, решаемые методом высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования.....	46
6.2 Технология проведения работ.....	46
6.3 Аппаратура ВИКИЗ.....	47
6.3.1 Зондовое устройство.....	48
6.3.2 Генераторный блок.....	49
6.3.3 Измерительный блок.....	49
6.3.4 Наземный блок.....	50
6.4 Интерпретация.....	51
6.4.1 Основы количественной интерпретации.....	51
6.4.2 Система обработки количественной интерпретации высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования.....	52
6.4.3 Общее описание визуализации и интерпретации.....	53
6.4.4 Глинистые пласты.....	54
6.4.5 Уплотненные малопроницаемые пласты.....	54
6.4.6 Водонасыщенный коллектор с повышающим проникновением.....	55
6.4.7 Нефтенасыщенный коллектор с повышающим проникновением и окаймляющей зоной.....	57
6.4.8 Газонасыщенный коллектор с понижающим проникновением..	59
6.5 Заключение по разделу.....	61
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	63

7.1	Географо-экономический очерк района работ.....	63
7.2	Методы коммерциализации результатов инженерных решений.....	63
7.3	SWOT-анализ.....	64
7.4	Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту.....	64
7.5	Смета расходов на проектируемые работы.....	69
8	Социальная ответственность.....	72
8.1	Введение.....	72
8.2	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	72
8.2.1	Специальные нормы трудового законодательства.....	72
8.2.2	Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	73
8.3	Производственная безопасность.....	75
8.3.1	Анализ вредных производственных факторов.....	76
8.3.2	Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению.....	82
8.4	Экологическая безопасность.....	84
8.5	Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	86
8.6	Заключение по разделу.....	88
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	89
	СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	90
	ПРИЛОЖЕНИЕ А. Сводная литолого-стратиграфическая колонка Южно-Мыльдзинского месторождения.....	92

ВВЕДЕНИЕ

Одним из ведущих направлений российской промышленности является нефтяная отрасль. Для успешного развития нефтяной промышленности большую роль играют геофизические исследования. Геофизические методы исследования используются для изучения геологического разреза скважин, выделения и оценки подсчетных параметров коллекторов нефти и газа, установления положения ВНК и ГВК в залежах, контроля технического состояния скважин, сопровождения добычи углеводородов. В настоящее время уделяется большое внимание усовершенствованию методов исследования скважин, как при разведке месторождений, так и их доразведке, а также при эксплуатации уже открытых месторождений.

Южно-Мыльджинское месторождение открыто в 1990 г. Наряду с установленной промышленной нефтеносностью меловых и среднеюрских пластов, в скважине 28 была открыта залежь в верхнеюрском пласте Ю₁³⁻⁴ и защищены запасы по категории С₁. В связи с тем, что в последние годы динамика добычи нефти в Томской области характеризуется как падающая, интерес представляют мелкие месторождения, расположенные в непосредственной близости с разрабатываемыми объектами. Определенный интерес в ближайшем будущем представляет Южно-Мыльджинское месторождение, расположенное недалеко от крупного Мыльджинского месторождения, что подтверждает актуальность выполняемой дипломной работы.

Целью настоящего проекта является выбор комплекса геофизических исследований для проектной скважины, закладываемой на северо-западном склоне брахиантуклиналиной складки с целью уточнения положения ВНК для пласта Ю₁³⁻⁴ в этой части залежи и возможного прироста запасов по категории С₂. В задачи, поставленные перед проектным комплексом ГМИС, входят: расчленение разреза, выделение пластов-коллекторов, оценка их фильтрационно-емкостных свойств и характера насыщения.

В специальной главе проводится анализ геофизических методов, применяемых для определения положения водонефтяного и газонефтяного контактов на месторождении Западной Сибири.

Проектом также предусматривается рассмотрение особо опасных условий проведения работ и предложение мероприятий по обеспечению безопасных условия жизнедеятельности. Кроме того, проведен экономический расчет затрат на проведение комплекса геофизических работ.

1 ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ОБЪЕКТЕ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Географо-экономический очерк района работ

В географическом отношении Южно-Мыльджинское месторождение расположено в пределах Васюганской равнины на юго-востоке Западно-Сибирской низменности (рис.1) в Обь-Иртышском междуречье.

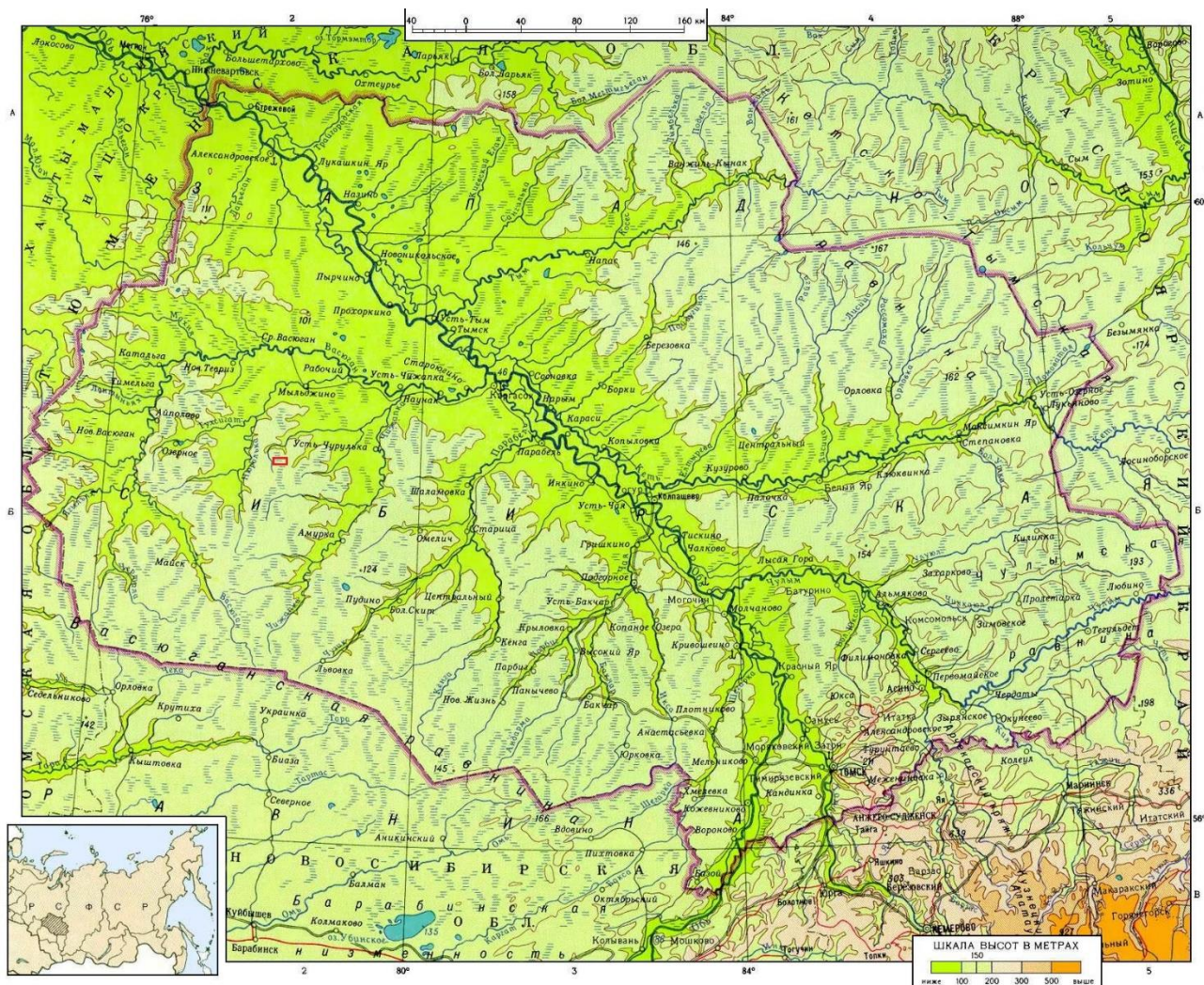


Рисунок 1 – Положение Южно-Мыльджинского месторождения на фрагменте географической карты Томской области показано красным прямоугольником [1]

В геоморфологическом отношении территория района представляет собой слабо расчлененную заболоченную равнину с развитой речной сетью. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +74 м в пойменных частях рек до +116 м на водоразделах.

Наиболее значительной на территории является правый приток р. Васюган – р. Салат с многочисленными притоками, образуя на своем пути русловые болота. Река не судоходна, ее ширина составляет от 5 до 15 м, скорость течения небольшая - 0.4 - 0.6 м/сек.,

глубина 0.5 -1.5 м. Воды протекающих рек используются как для технических, так и для питьевых целей.

Климат континентальный. Зима продолжительная, снежная, суровая. Средняя температура в зимний период составляет минус 20-25 °С, максимальная в холодные зимы достигает до минус 50 °С. Зимний период продолжается в среднем 180-185 дней (с ноября по апрель). Толщина снежного покрова достигает 0.48 - 0.6 м, промерзаемость грунта 1,0-1.2 м. Самыми холодными месяцами считаются декабрь, январь, февраль. Лето короткое, теплое (температура в июле - самом жарком месяце лета поднимается до +30 +32⁰ С). Среднегодовое количество атмосферных осадков колеблется от 400 до 500 мм, причем наибольшее количество их выпадает летом и осенью.

В административном отношении район работ расположен в Каргасокском районе Томской области Российской Федерации, в 140 км к юго-западу от районного центра пгт. Каргасок, в котором есть речной порт и аэропорт.

Южно-Мыльджинское месторождение расположено в 15 км юго-западнее от Мыльджинского месторождения и в 70 км севернее от разрабатываемого Лугинецкого нефтегазового месторождения.

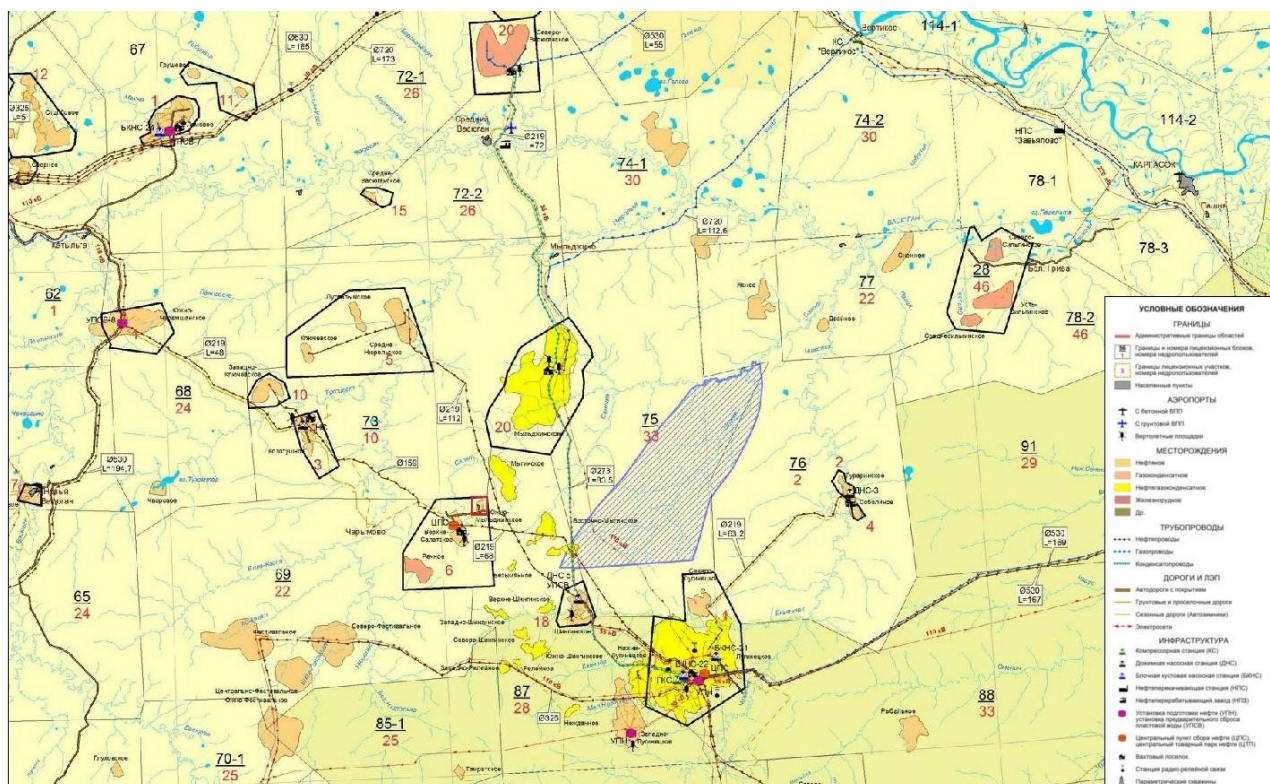


Рисунок 2 – Положение Южно-Мыльджинского месторождения на фрагменте обзорной карты нефтегазовой инфраструктуры Томской области (2015г.) [2]

Разрабатываемые месторождения связаны между собой сезонной зимней дорогой и линиями газо- и нефтепроводов. База расположена в 55 км от п. Мыльджино.

Доставка грузов по проекту будет проводится как в зимнее время по сезонным дорогам, так и авиатранспортом и по р Обь до пгт. Каргасок.

Категория трудности проведения работ – IV.

1.2 Геолого-геофизическая изученность

Южно-Мыльджинское многопластовое месторождение в территориальном отношении находится в границах лицензионного участка № 38 распределенного фонда недр. Недропользователем месторождения является АОЗТ "Конвенция", имеющая лицензию ТОМ 00038 НЭ от 11.11.94 г.

Поднятие выявлено и подготовлено сейсморазведочными работами МОВ с/п 13/65-66 (Берлин Г.И.).

В последующем структура еще раз детализирована с/п 1,3/85-86 (Мельников В.П.) при этом внесены существенные коррективы со значительным смещением сводовой части в северо-западном направлении (рис. 3).

В соответствии с этими построениями в 1989 году в площади запасов категории С₂ по пласту Б₄₋₆ на расстоянии 2,8 км от скважины-первооткрывательницы закончена строительством скважина 28. Ожидаемое расширение площади нефтеносности не подтвердилось, однако в юрских отложениях открыты еще две залежи. Одна связана с пластом Ю₂ и оказалась водоплавающей с ограниченными размерами. Вторая связана с пластом Ю₁³⁻⁴.

В поисковое бурение структура введена в 1966 году, в присводовой части северной вершины пробурена скважина 22, вскрывшая на полную толщину весь осадочный комплекс отложений. Скважиной открыта залежь нефти, приуроченная к пласту Б₄₋₆ (старая индексация) в отложениях тарской свиты нижнего мела. Кроме того, признаки нефтеносности по керну отмечены в песчаных пластах верхней части горизонта Ю₁. С целью оконтуривания открытой залежи в 1968 году закончено строительством еще три скважины - 23, 24, 27. Во всех перспективный пласт в тарской свите оказался водонасыщенным, хотя в скважине 24 по данным ГИС он имеет положительную характеристику.

В 1986 году на новой структурной основе по пласту Б₄₋₆ впервые осуществлен прирост запасов по категории С₁ в количестве 4310/1508 тыс. т (балансовые/извлекаемые) на площади, ограниченной с севера, востока и юга радиусом влияния скважины, с запада -

условной линией, проведенной на половине расстояния между скважинами 22 и 24. В этом же году представилась возможность осуществить прирост запасов по категории C_1 в количестве 1255/502 и C_2 - 951/285 тыс. т по пласту $Ю_1^{3-4}$ и категории C_1 в количестве 531/132 тыс. т по пласту $Ю_2$.

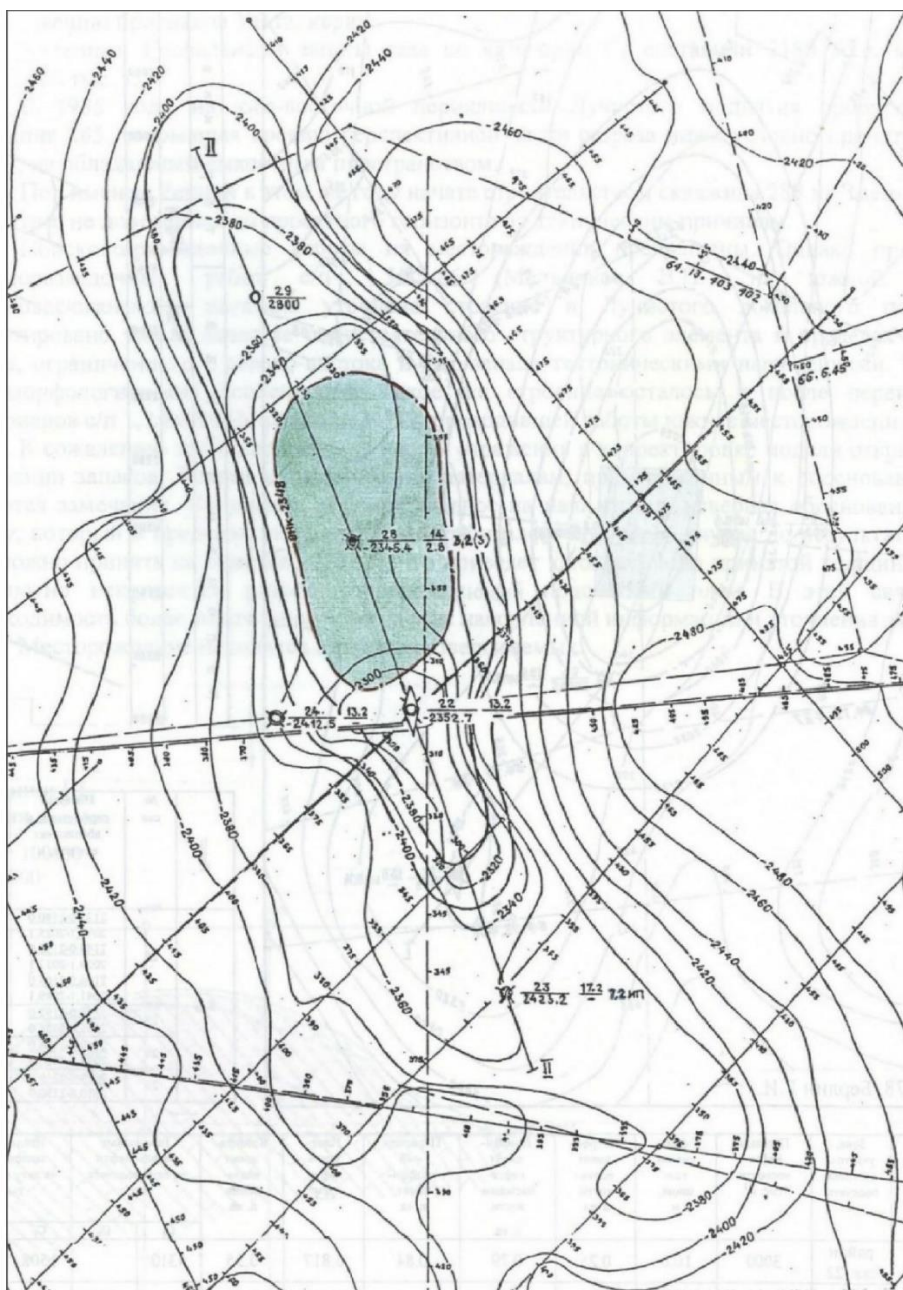


Рисунок 3 – Структурная карта по сейсмическому горизонту $Ю_1$ (масштаб 1:25 000, Мельников В.П., 1985-86 гг.) [3]

В 1990 году в пределах площади запасов категории C_2 по пласту $Ю_1^{3-4}$ на северо-западной периклинали пробурена скважина 29. По всем перспективным пластам она оказалась в неблагоприятных геологических условиях.

2 ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Стратиграфия

В геологическом строении района исследования принимают участие породы палеозойского фундамента и мезозойско-кайнозойского осадочного чехла (приложение А).

Палеозойская эратема (PZ)

Доюрское палеозойское основание имеет сложное блоковое строение и представлено дислоцированной толщей различного вещественного состава. На Южно-Мыльджинском месторождении отложения доюрского фундамента вскрыты скважиной № 22. Доюрские отложения представлены глинисто-кремнистыми породами карбонатного состава, светло-серые, плотные, крепкие, интенсивно трещиноватые выполненные глинистым материалом темно-серого черного и серо-зеленого цвета, с порфировидными выделениями, вскрытой мощностью 18,5 м.

По палеозойским отложениям развиты древние коры выветривания, их толщина изменяется от 15 до 39 метров (вскрыты в скважинах 22, 24 и 27). Возраст коры выветривания с определенной долей условности принимается позднепермско-раннетриасовым.

В кровле палеозойских (доюрских) отложений прослеживается отражающий сейсмический горизонт Φ_2 .

Дислоцированные доюрские образования фундамента несогласно перекрываются осадочными отложениями платформенного мезозойско-кайнозойского чехла.

Мезозойская эратема (MZ)

Юрская система (J)

Отложения юрской системы представлены осадками средней и верхней юры в объеме тюменской, васюганской и баженовской свит.

Отложения *тюменской свиты* (J_{2tm}) (*верхний аален-байос-верхний бат*) представляют собой ритмично построенную терригенную толщу, сложенную переслаивающимися пластами песчаников (пласты Ю₂–Ю₁₀), алевролитов, аргиллитов и углей. По особенностям литологического состава свита разделяется на две подсвиты: нижнюю – существенно песчаную, среднюю – переслаивание аргиллитов, алевролитов и прослоев песчаника, с преобладанием первых. В целом это фактически единая сероцветная полифациальная толща переслаивания песчаников, алевролитов и аргиллитов с пластами и линзами углей. Для отложений верхнетюменской подсвиты характерны маломощные, но

многочисленные пласты углей. Мощность отложений изменяется от 118 м в скважине №22 до 245 м в скважине № 28

Отложения *васюганской свиты* (J_{2-3vs}) келловей-оксфордского возраста прослеживаются повсеместно и без видимого перерыва залегают на отложениях тюменской свиты и сложены переслаиванием аргиллитов, алевролитов, песчаников, углей и углистых аргиллитов. Угольные пласты в составе свиты имеют небольшую толщину и хорошо выделяются по кавернометрии увеличением диаметра и высокими значениями КС. Песчаные пласты горизонта Ю₁ по кривым ПС характеризуются отрицательными аномалиями.

Мощность отложений изменяется от 50 до 61 метров

Отложения *баженовской свиты* (J_{3bg}) титона представлены битуминозными аргиллитами окремненными, с прослоями известковистых пород и характеризуются повышенными значениями радиоактивности, высокими значениями КС и ПС. Свита является уверенным региональным литологическим и геофизическим репером (Б). Мощность отложений изменяется от 13 до 17 метров

Меловая система (К)

Меловые отложения в разрезе месторождения представлены нижним и верхним отделами и согласно перекрывают юрский комплекс пород.

Куломзинская свита (K_{1klm}) формируется в ранневаланжинское время и представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми с линзами ачимовских песчаников и битуминозных прослоев в нижней части, прослоями серых песчаников в верхней. Мощность отложений изменяется от 261 до 283.

Тарская свита (K_{1tr}) верхнего валанжина сложена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитоподобных глин. Песчаники серые, зеленовато-серые, кварц-полевошпатовые, мелкозернистые, известковистые, слабо слюдистые, иногда глинисто-алевритистые. Пласты Б₄-Б₆ приурочены к песчаным разностям. Мощность отложений изменяется от 72 м до 91 м.

Отложения *киялинской свиты* (K_{1kl}) готерив-баррема представлены пестроцветными (кирпично-красными, зелёными, зеленовато-серыми), часто комковатыми глинами, с прослоями зеленовато-серых, серых, известковистых песчаников и алевролитов. В отложениях встречаются скопления обугленных углей, растительных детрит, линзы углей. Мощность отложений изменяется от 535 до 571 метров.

Покурская свита (K_{2pk}), формировавшаяся всеноман-альб -аптское время, условно делится на три части (толщи) [40]. Нижняя представлена песчаниками (с пластами группы ПК) и алевролитами серыми, буроватыми, реже с зеленоватым оттенками, часто с разнообразными видами слоистости, с окатышами и редкими прослоями глин и

сидеритизированных аргиллитов иногда углистых, встречаются пласты бурых углей.

Средняя толща сложена крупными пачками серых, темно-серых, буроватых реже глин, чередующихся с уплотненными песками, песчаниками и алевролитами серыми, буровато- или зеленовато-серыми, с зернами янтаря в верхней и линзами бурых углей в нижней части. Верхняя толща представлена преимущественно уплотненными песками и песчаниками серыми, зеленовато- и буровато-серыми, иногда известковистыми, с подчиненными прослоями глин и алевролитов аналогичной окраски. Отмечаются трещины усыхания и прослойки конгломератов с галькой местных пород, зерна янтаря.

Мощность отложений изменяется от 787 до 847 метров.

Кузнецовская свита (K_2kz) сложена туронскими глинами серыми, зеленовато-серыми, в основании пески, алевролиты глауконитовые. По всему разрезу отмечаются пиритизированные водоросли. Свита является региональным реперным горизонтом Г. Мощность отложений изменяется от 15 до 24 метров.

Ипатовская свита (K_2ip) формируется в нижнем сантоне-коньяке и представлена чередованием песчаников и алевролитов зеленовато-серых, часто глауконитовых, с глинистым, известковым и кремнистым цементом, с прослоями серых глин, сидеритовых конкреций, со стяжениями фосфоритов с углистыми растительными остатками. Мощность отложений изменяется от 96 до 113 метров.

Славгородская свита (K_2sl) верхнесантон-кампанского времени сложена глинами серыми и зеленовато-серыми, с прослоями глинистых опок, глауконитовых алевролитов и песчаников с включениями пирита и пиритизированных водорослей. Мощность отложений изменяется от 45 до 69 метров.

Ганькинская свита (K_2gn) маастрихт-датского времени сложена глинами известковистыми серыми, реже светло-серыми, с прослоями глауконит-кварцевых песков и алевролитов с марказитовыми стяжениями. Мощность отложений изменяется от 140 до 149 метров.

Кайнозойская эротема (KZ) несогласно перекрывает меловые отложения и представлена палеогеновой (P), неогеновой (N), и четвертичной (Q) системами. Общая мощность отложений достигает 120 м.

2.2 Тектоника

В геологическом строении Западно-Сибирской плиты, которая является одним из крупнейших структурных элементов земной коры, выделяется два структурно-тектонических этажа (фундамент и осадочный чехол), различающиеся по степени

изменчивости слагающих пород и тектоническим особенностям.

Фундамент района работ сложен герцинидами, которые заложились в конце раннего палеозоя на байкальском и салаирском складчатом основании. В рассматриваемой части складчатой системы выделяется серия грабен-рифтов, два из которых – Колтогорский и Усть-Тымский, ограничивают Васюган-Пудинский антиклинорий.

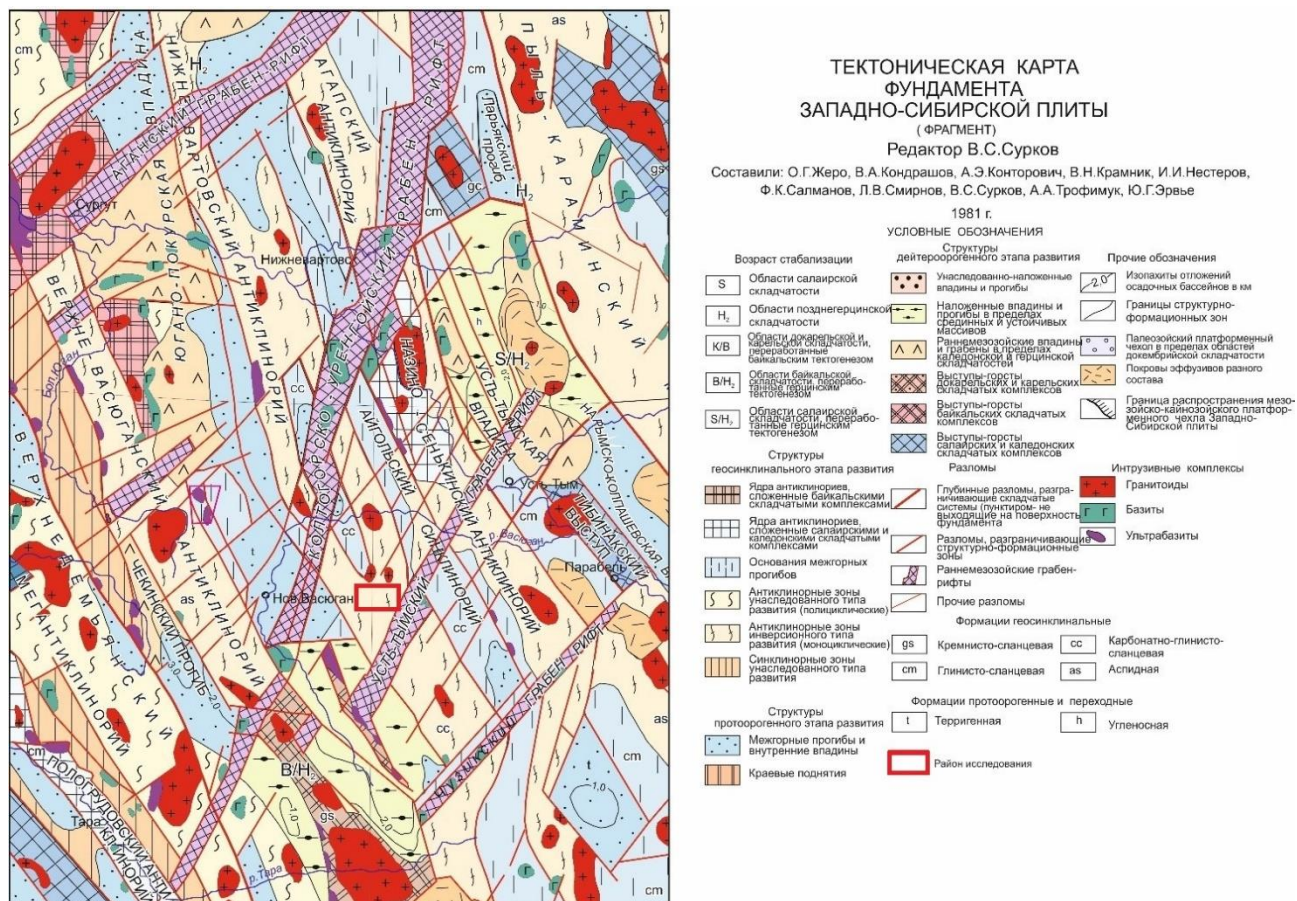


Рисунок 4 – Положение территории исследования на тектонической карте фундамента западно-сибирской плиты [4]

В развитии структур Западно-Сибирской плиты велика роль дизъюнктивных нарушений разных порядков. Максимальная их плотность приурочена к зонам сочленения крупных положительных и отрицательных структур. Дизъюнктивные нарушения играют существенную роль в формировании тектонического облика района исследований и, соответственно, в формировании залежей углеводородов.

В структурах осадочного чехла Южно-Мыльджинское месторождение приурочено к одноименной структуре, осложняющей южный склон Мыльджинского вала – структуры третьего порядка, который, в свою очередь расположен на юго-западном склоне Средневасюганского мегавала (рис.5).

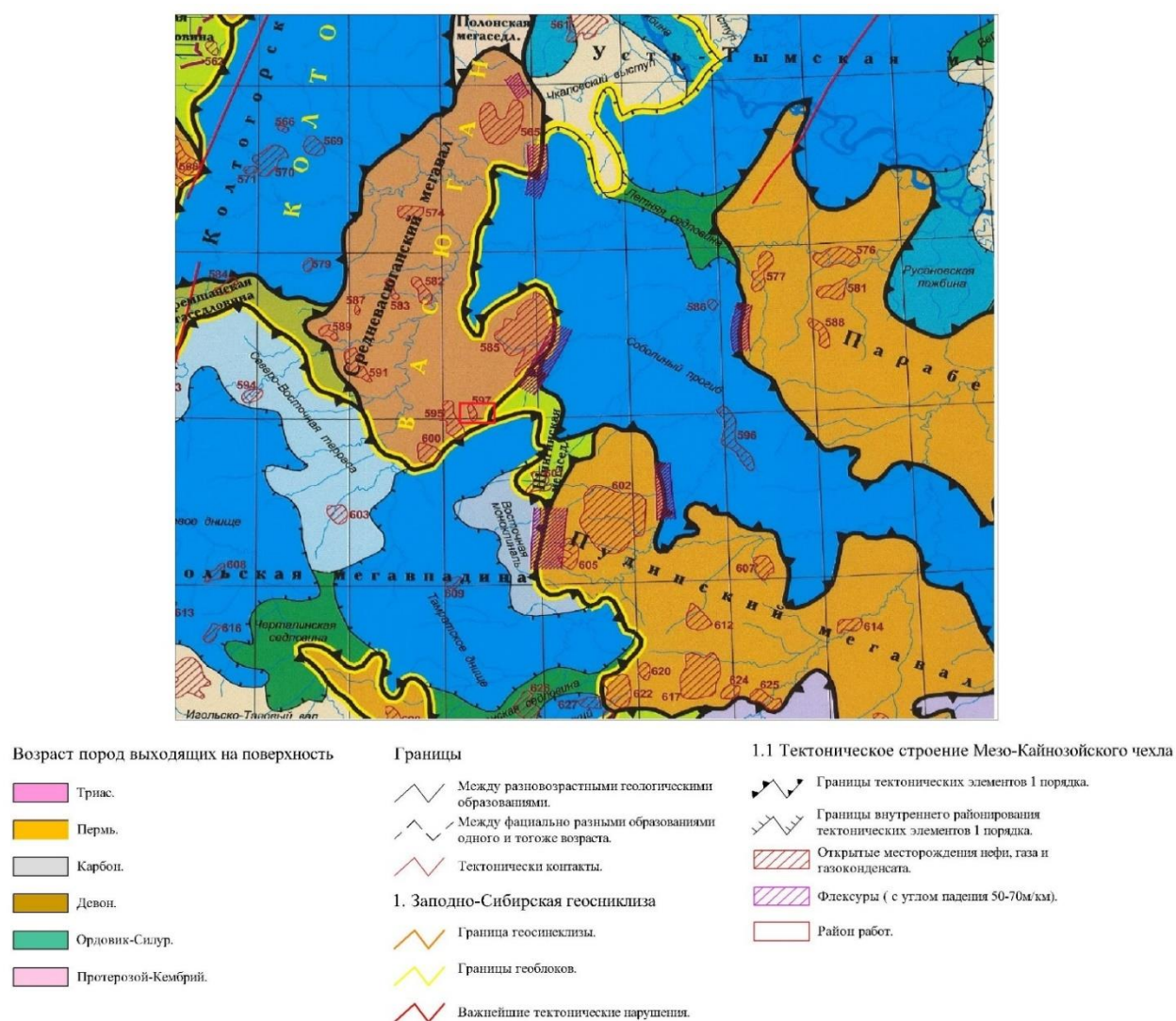


Рисунок 5 – Положение района исследований на Тектоническая схема осадочного мезозойско-кайнозойского чехла (В.И. Шпильман, 1998 г.) [5]

По основному отражающему горизонту Б (марьяновская свита) Южно-Мыльдзинская структура представляет узкую линейную складку субмеридионального простирания, оконтуренную по изогипсе минус 2380 м с размерами 16х4 км. Структура осложнена двумя небольшими вершинами (рис. 6).

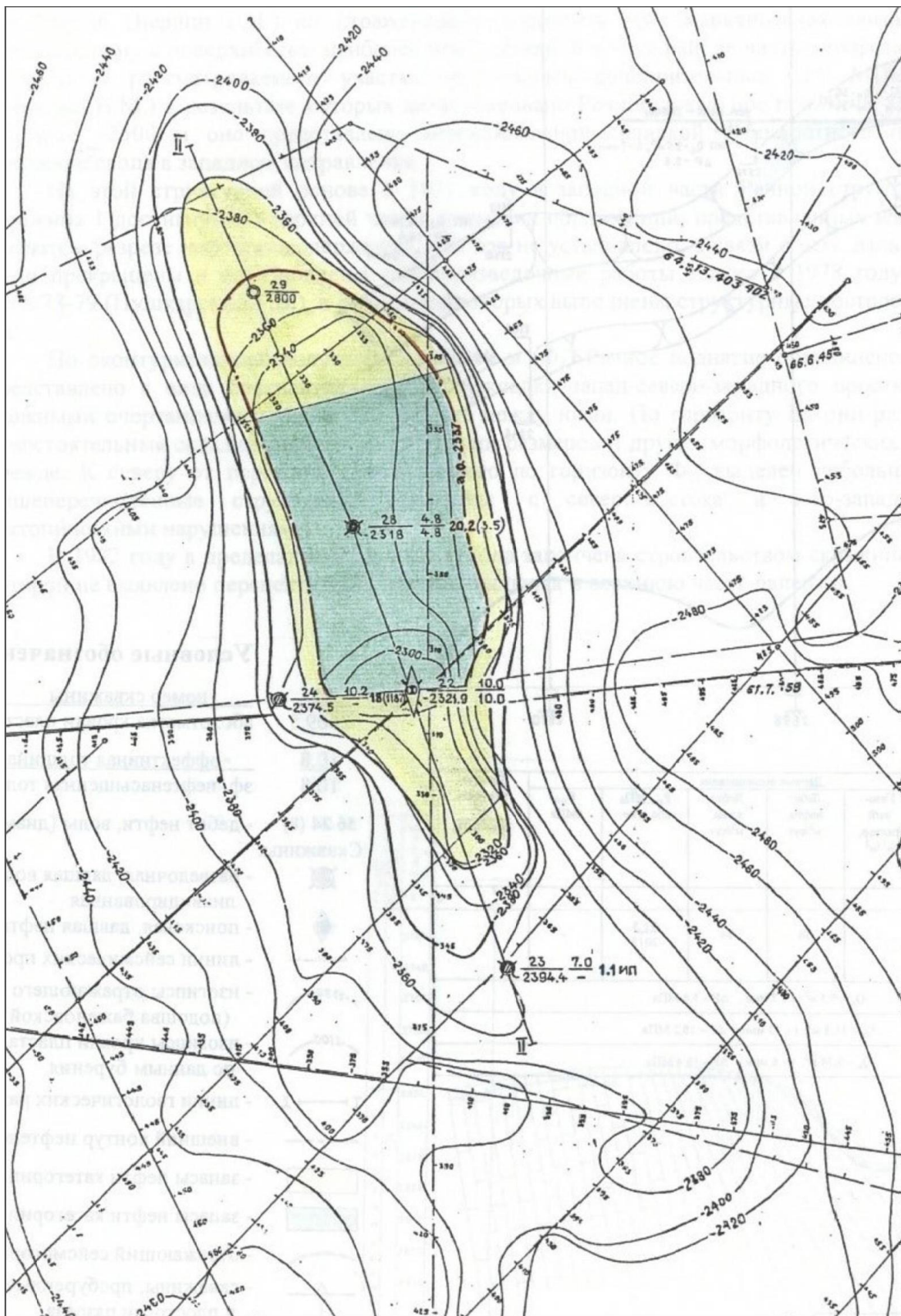


Рисунок 6 – Структурная карта Южно-Мыльдзинской складки по отражающему горизонту Па (масштаб 1:25000) [3]

2.3 Нефтегазоносность

Южно-Мыльджинское месторождение, расположено в пределах Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции Васюганской НГО Средневасюганского нефтегазоносного района (рис.7).

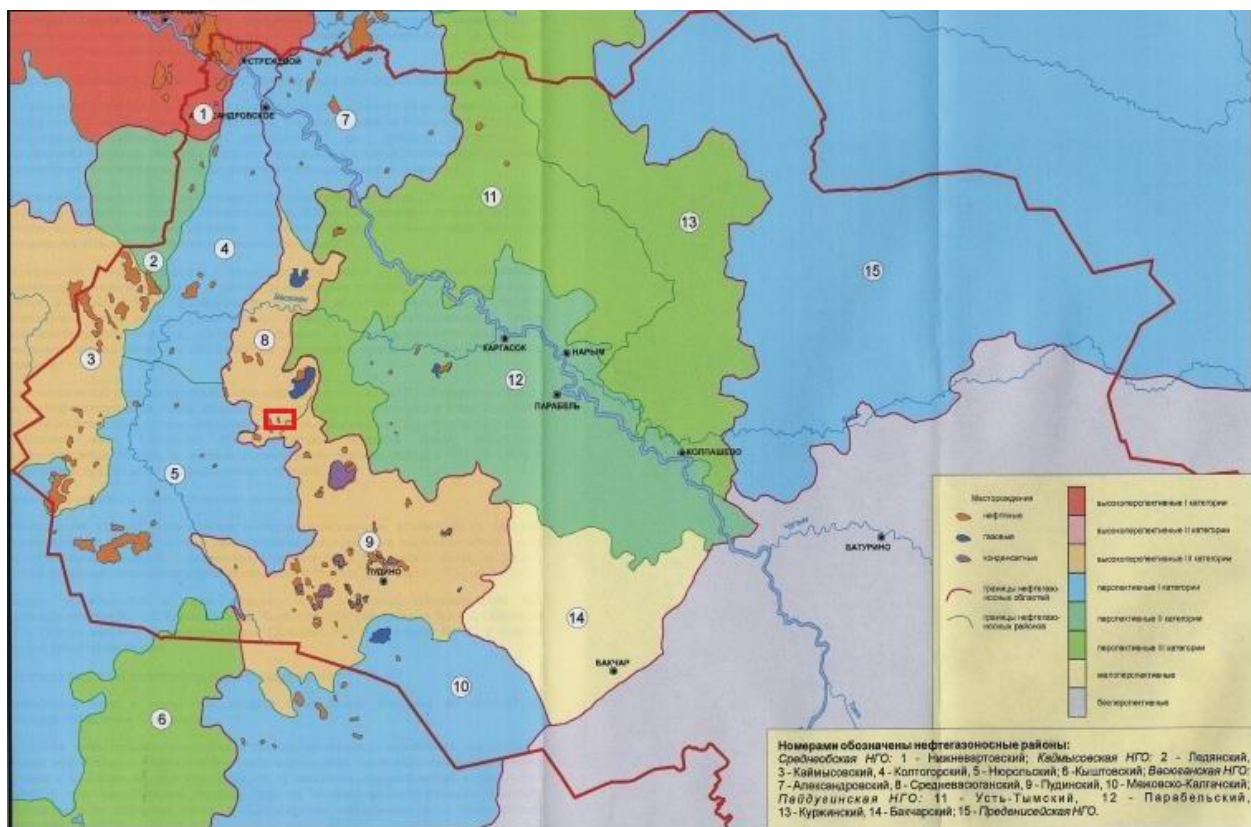


Рисунок 7 – Положение Южно-Мыльджинского месторождения показано красным прямоугольником на карте нефтегазогеологического районирования территории юго-востока Западной Сибири (Конторович А. Э., 2001) [6]

Промышленная нефтегазоносность в Средневасюганском НГР связана с меловым, юрскими и доюрским нефтегазоносным комплексами.

Меловой НГК объединяет пласты группы Б. По результатам испытания пласта Б₄₋₆ в скважине 22 выделяется литологически экранированная залежь нефти, за счет глинизации песчаников в сводовой части структуры. Уровень ВНК установлен в скважине 22,23,27 на абсолютной отметке минус 2049 м с дебитом воды 24 м³/сут. Дебиты нефти получены в скважине 22 составил 56 м³/сут. Залежь по типу пластово-сводовая, тектонически и литологически экранированная (рис.7). Продуктивный пласт представляет собой толщу неравномерно переслаивающихся песчаников, алевролитов, аргиллитов с прослойками и линзами карбонатных пород и углей. Тип коллектора – поровый. Общая толщина нефтяного

слоя составляет 40,0 м. Средневзвешенная по залежи эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 10,8 м. Водонефтяная зона занимает 73% площади залежи.

Юрский НГК объединяет пласты группы Ю. На Южно-Мыльджинском месторождении нефтеносны пласты Ю₁³⁻⁴ васюганской свиты и Ю₂ тюменской свиты.

2.4 Петрофизические характеристики нефтегазоносных комплексов

Физические свойства основных пород, встречающихся в разрезе, приведены в таблице 1. Данные для таблицы взяты из отчета о научно-исследовательской работе «Уточнение алгоритмов определения подсчетных параметров для интерпретации ГИС месторождений».

Таблица 1 – Физические свойства горных пород осадочного чехла

Породы	Плотность σ (г/см ³)	Сопротивление ρ_{Π} (Ом*м)	Радиоактивность γ (мкр/ч)	Скорость v_p (м/с)
Глины	2,1-2,4	2-60	8-16	800-3000
Песчаники	2,3-2,6	2-40	2-10	850-4500
Аргиллиты	2,4-2,7	2,4-6	4-12	800-4000
Алевриты	2,4-2,7	1,8-18	8-18	800-4500
Угли	1,2-2,2	100-320	2,6-6	1000-2500
Глины опоковидные	1,4-1,6	2,1-3,6	9,4-16	1000-2500

Повышенные значения сопротивления глин объясняются их уплотнением, увеличением карбонатности, снижением пористости. Глины являются наиболее радиоактивными породами, поэтому значения радиоактивности у них максимальные.

Сопротивления песчаников изменяются в широких пределах в зависимости от характера насыщения, пористости, цементации порового пространства. У водонасыщенных пластов сопротивление порядка 2 Ом, у нефтенасыщенных – значительно выше. Радиоактивность песчаников возрастает с ростом глинистости и зависит от минерального состава породы. По НКТ средние значения.

На каротажной диаграмме глины характеризуются низкими значениями сопротивления, на кривой ПС наблюдаются положительные приращения, по ГК максимальные значения, по НКТ средние значения и несколько выше, чем у песчаников.

Карбонатные породы отмечаются повышенными значениями на кривых электрометрии и НКТ. Низкие показания ГК, растущие с увеличением глинистого материала.

Амплитуды ПС отрицательные, уменьшающиеся с увеличением глинистости и ростом сопротивления.

Геофизические параметры, включающие электрические, радиоактивные и акустические, пород-коллекторов приведены в таблице 2. В таблице приводятся данные по регистрируемому параметру, указаны единицы и пределы измерения.

Таблица 2 – Геофизические параметры пород-коллекторов

Метод каротажа	Регистрируемый параметр	Условное обозначение	Единицы измерения	Пределы изменения
Электрический	УЭС водонасыщенного пласта	$\rho_{вн}$	Ом·м	2 – 30
	УЭС нефтегазонасыщенного пласта	$\rho_{нг}$	Ом·м	3 – 250
	Коэффициент увеличения сопротивления пласта	R_H		1,2 – 100
	Потенциал ПС	$U_{пс}$	мВ	10 – 150
Радиоактивный	Водородосодержание	ω	%	10 – 45
	Время жизни нейтронов:	$\tau_{нн}$	мк/сек	140 – 300
	Нефтенасыщенный пласт	$\tau_{гн}$		150 – 400
	газонасыщенный пласт	$\tau_{вн}$		140 – 300
Акустический	водонасыщенный пласт	γ	Р экв.	2 - 4
	Естественная радиоактивность			
Акустический	Пластовая скорость	V	км/сек	2 – 4,5
	Кажущийся коэффициент поглощения упругой волны	α	дБ/м	1 - 30

Фильтрационно-емкостные свойства пласта γ_{01}^{3-4} следующие: в скважине 22 Нэф=10 м, пористость по методам ГМИС составляет 18,8 %, а по лабораторным показателям – 16.1-20 %. Проницаемость по лабораторным исследованиям колеблется от 9 до 37.8 мД. Нефтенасыщенность пласта равна 59%. В скважине 28 Нэф= 4.8 м, пористость по ГМИС 16.4 %, по лабораторным исследованиям колеблется от 14 до 19.9 %, нефтенасыщенность – 58 % .

2.5 Сейсмологическая характеристика разреза

В разрезах Западной Сибири выделяются несколько сейсмических горизонтов. В основном они приурочены к глинистым толщам, имеющим широкое латеральное распространение или границам свит. По этим сейсмическим горизонтам строятся структурные карты, которые являются основой для заложения глубоких скважин. На рисунке 8 представлен сводный сейсмический разрез юго-востока Западной Сибири.

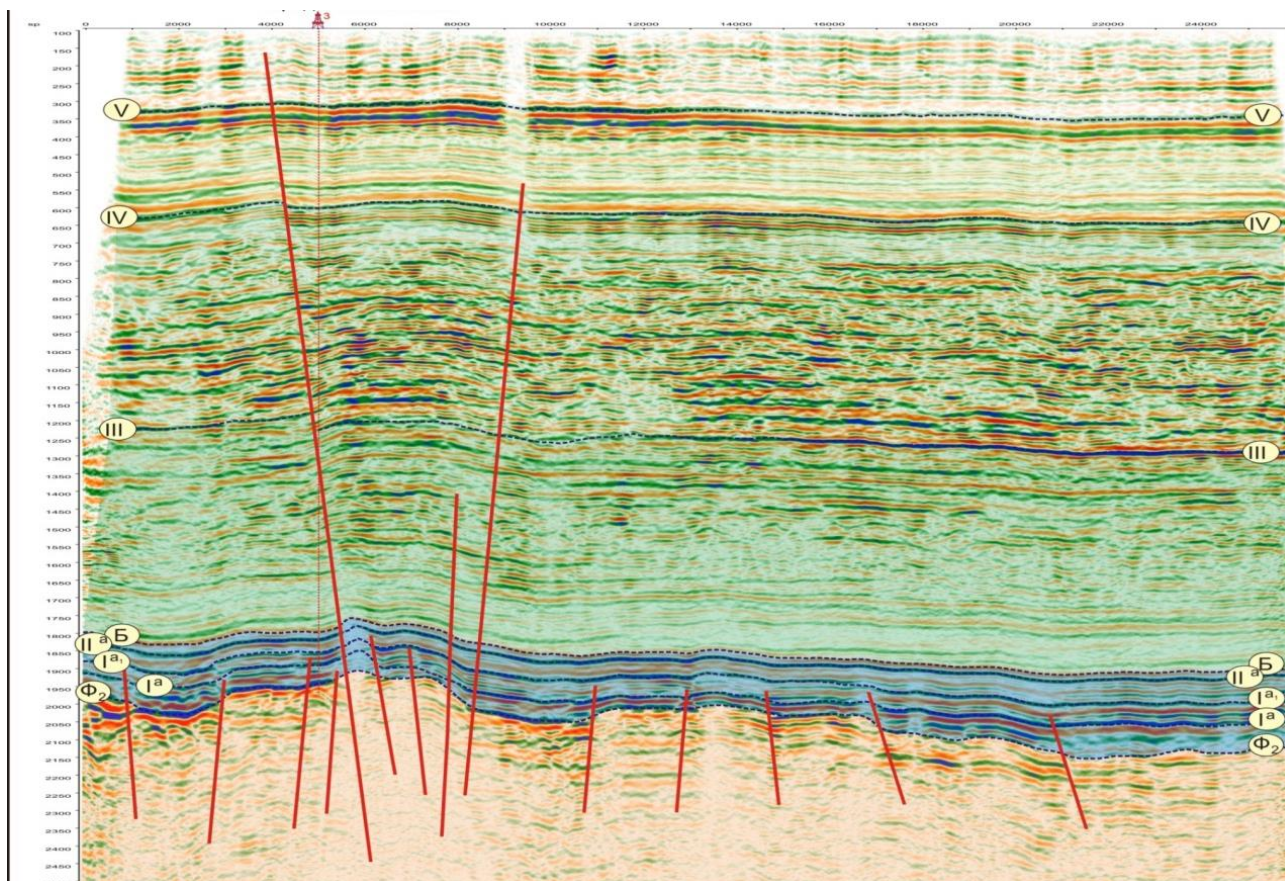


Рисунок 8 – Фрагмент временного сейсмического разреза для Томской области [5]

Отраженная волна А, прослеживаемая на временных разрезах, приурочена к зоне контакта осадочного чехла и доюрских образований, резко изменяется как по частоте, так и по амплитуде. На сейсмических профилях по характеру волновой картины можно оценить литофациальные комплексы, слагающие доюрские отложения.

Отраженная волна Б связана с баженовской свитой и является опорной на всей территории Западной Сибири. Для отражающего *горизонта Б* характерна высокая амплитуда, динамическая выдержанность и устойчивая прослеживаемость. Высокоомные битуминозные породы, слагающие единое тело баженовской свиты, на отдельных участках расщепляются песчано-глинистыми породами, по облику и составу соответствующими породам ачимовского типа, и затем резко переходят снова в "нормальный" характерный разрез. Такие участки называются аномальным разрезом баженовской свиты (АР).

Опорная *отраженная волна Г*, приуроченная к глинам кузнецовской свиты, динамически выдержана и уверенно прослеживается в центральных районах Западной Сибири.

3 АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ РАНЕЕ ПРОВЕДЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

На Южно-Мыльджинском месторождении пробурено 5 скважины, из них 1 разведочная и 4 поисковых. Анализ ранее выполненных геофизических работ проводится для поисково-разведочных скважин № 22, 28, 29 пробуренных в апикальной части структуры №28) и на крыльях складки (№ 22 на южном, № 29 на северном), с целью поисков и разведки залежей нефти во вскрываемом разрезе. Для выполнения ФГМ используем данные по скважине № 28. Разрез этой скважины можно считать достаточно представительными для этого месторождения, так как удовлетворяет следующим требованиям:

- типичный (представительный) для данного месторождения и данного рода геологической задачи;
- содержит искомый (исследуемый) геологический объект. В нашем случае – это продуктивный пласт верхнеюрского нефтегазоносного комплекса Ю₁;
- хорошо изученный с геологической точки зрения (имеет литологическую колонку, выделены и оценены коллекторы).

Плотные глинистые прослои в разрезе выделяются высокими значениями и расхождениями зондов ВИКИЗ, а также высокими значениями КС, НКТ и ИК, общая радиоактивность повышается. Песчаные пласты выделяются отрицательными аномалиями ПС, уменьшением диаметра скважины из-за образования глинистой корки, положительным приращением МКЗ.

Комплекс методов ГИС, который использовался для решения геологических задач в данных скважинах следующий: КС, БК, ПС, ИК, ГК, ННКт, НКТ и ВИКИЗ. Все исследования проведены в полном объеме и с хорошим качеством, что позволило провести литолого-стратиграфическое расчленение разреза скважинах № 28, 29, 22 (табл. 3).

Используемый комплекс геофизических исследований на Южно-Мыльджинском месторождении позволил выделить в разрезе следующие пласты-коллекторы: пласт Ю₂ тюменской свиты, пласт Ю₁³⁻⁴ васюганской свиты, пласт Б₄₋₆ тарской свиты. Интервалы по данным ГИС были выделены и рекомендованы к испытанию на приток (табл. 4).

Таблица 3. Литолого-стратиграфическое расчленение разреза в скважинах Южно-Мыльджинского месторождения

Номер скважины (альтитуда устья, м)	28 (110,6)	29 (104,3)	22 (114,88)
1	2	3	-
Четвертичные отложения	-	-	--
Некрасовская серия верхний+средний олигоцен	-	-	
Чеганская свита олигоцен+верхний эоцен	-	-	186
Люлинворская свита эоцен	-	-	272
Талицкая свита палеоцен	-	-	347
Ганькинская свита даний, маастрихт	-	410	410
Славгородская свита кампан+верхний сантон	552		550
Ипатовская свита нижний сантон+коньяк	600		595
Кузнецовская свита турон	-	706	706
Покурская свита сеноман+альб+апт	721	722	726
Киялинская свита готерив+баррем	1556	1573	1544
Тарская свита валанжин	2052	2102	2079
Куломзинская свита валанжин	2142	2203	2151
Баженовская свита титонский	2399	2461	2412
Васюганская свита келловей+оксфорд	2414	2476	2426
Тюменская свита нижняя+средняя юра	2456	2623	2487
Палеозой	2602	2674	2605
Кора выветривания			2631
Забой скважины	2672	2730	2649,5

Таблица 4. Рекомендованные интервалы к испытанию на приток по данным ГИС и полученные результаты

№ Сква.	Интервал пласта, м	Стратиграфическая привязка (свита)	Индекс пласта	Диаметр штуцера	Результаты при испытании
1	2	3	4	5	6
28	2440-2490	Васюганская (J_{20})	$Ю_1^{3-4}$	3,5	$Q_H = 10 \text{ м}^3/\text{сут}$
22	2475-2536	Васюганская (J_{20})	$Ю_1^{3-4}$	3,5	$Q_H = 20,2 \text{ м}^3/\text{сут}$

4 ОСНОВНЫЕ ВОПРОСЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Основным вопросом проектирования является уточнение положения водонефтяного контакта залежи в Ю₁³⁻⁴ васюганской свиты на Южно-Мыльджинском месторождении, которое позволит прирастить запасы месторождения по категории С₂ (рис.11). Необходимо определить положение проектной скважины и запроектировать комплекс геофизических методов в ней.

4.1 Задачи геофизических исследований

Геофизические исследования в проектной скважине проводятся для решения следующих задач:

- литологическое расчленение разреза;
- выделение коллекторов, определение их эффективных толщин;
- оценка фильтрационно-емкостных свойств коллектора;
- определение положения водонефтяного контакта.

4.2 Обоснование объекта исследований

В настоящее время на Южно-Мыльджинском месторождении выполнены поисково-разведочные работы. Залежь в Ю₁³⁻⁴ (*J₂₀*) оконтурена ВНК на абсолютной отметке минус 2450 м. В северо-западном направлении была пробурена скважина № 29 с целью уточнения положения ВНК, однако скважина попала в сложные геологические условия и не решила поставленной задачи. В связи с этим необходимо заложить скважину, чтобы установить положение ВНК в этой части месторождения и прирастить запасы по категории С₂.

При заложении скважины используем метод клина [8]. Скважина закладывается в 1,4 км на северо-запад от скважины 28 с проектной глубиной 2500 м и забоем в тюменских отложениях.



— 2380 — - изогипсы, отражающего горизонта IIa
(подолва баженовской свиты)

— 2100 — Водонефтяной контакт

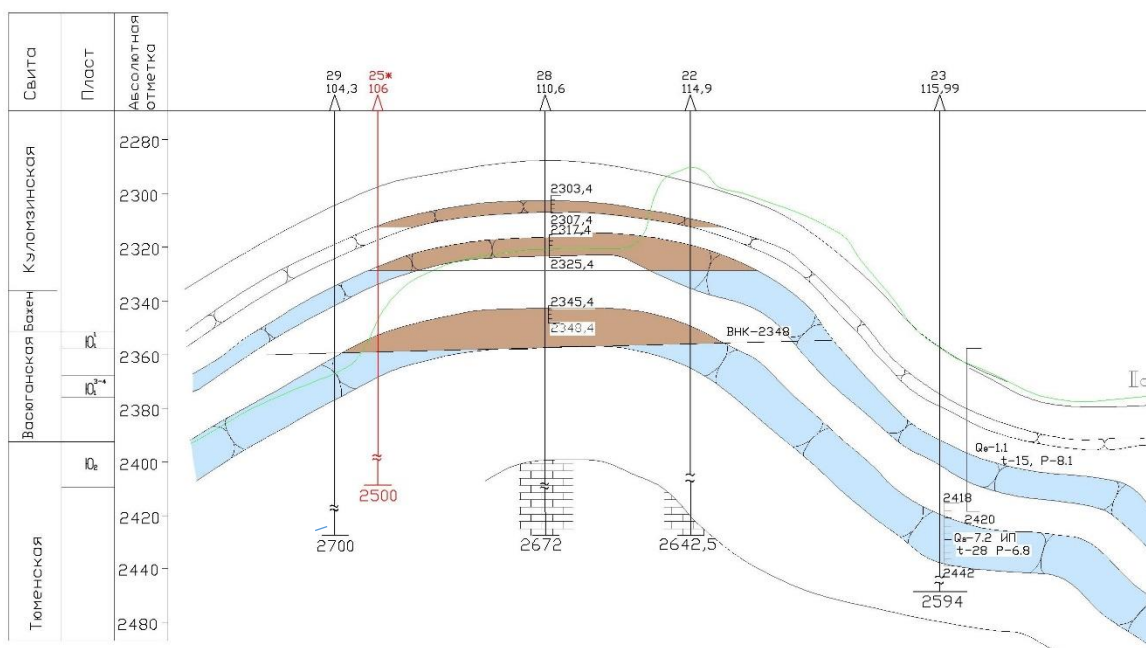
— - запасы нефти категории С 1

— - запасы нефти категории С 2

● Проектная скважина

● Пробуренная скважина

Рисунок 9 – Положение проектной скважины на подсчетном плане запасов по пласту Ю₁³⁻⁴ на Мыльджинском месторождении (масштаб 1:25 000) [3]



Масштабы: горизонтальный 1:50000
вертикальный 1:2000

- △ - проектная скважина
△ - пробуренная скважина

- - нефтенасыщенный пласт
■ - водонасыщенный пласт

- - изогипсы, отражающего горизонта IIa (подосва баженовской свиты)
— - изогипсы кровли пласта по данным бурения

Г а 6

Интервалы испытания а) откр. стволе
б) в колонне

Рисунок 10 – Разрез по линии скважин 29-25*-28-22-23 на основе [4]

Таблица 5. Проектная посевитная разбивка в скважине 25*

Номер скважины (альтитуда устья, м)	25* (114,5)
1	3
Четвертичные отложения	
Некрасовская серия, верхний+средний олигоцен	
Чеганская свита, олигоцен+верхний эоцен	
Люлинворская свита, эоцен	
Талицкая свита, палеоцен	
Ганькинская свита, даний, маастрихт	410
Славгородская свита, кампан+верхний сантон	550
Ипатовская свита, нижний сантон+коньяк	600
Кузнецовская свита, турон	710
Покурская свита, сеноман+альб+апт	730
Киялинская свита, готерив+баррем	1550
Тарская свита, валанжин	2100
Куломзинская свита, валанжин	2180
Баженовская свита, титонский	2440
Васюганская свита, келловей+оксфорд	2450
Тюменская свита, нижняя+средняя юра	2490
Забой скважины	2500

4.3 Физико-геологическая модель объекта исследования

Объектом исследования является основная промысловая залежь, приуроченная к пласту Ю₁³⁻⁴ васюганской свиты.

Модель строится на основании анализа геолого-геофизических данных с использованием каротажного и кернового материала по пробуренным ранее скважинам № 28. Интервалы пласта Ю₁³⁻⁴ можно заметить, что в скважине № 28 пласт характеризуется как нефтеносным.

Данные литологического строения разреза и соответствующие литологическим единицам геофизические аномалии составляют физико-геологическую модель продуктивной части разреза Южно-Мыльдзинского месторождения (рис. 11).

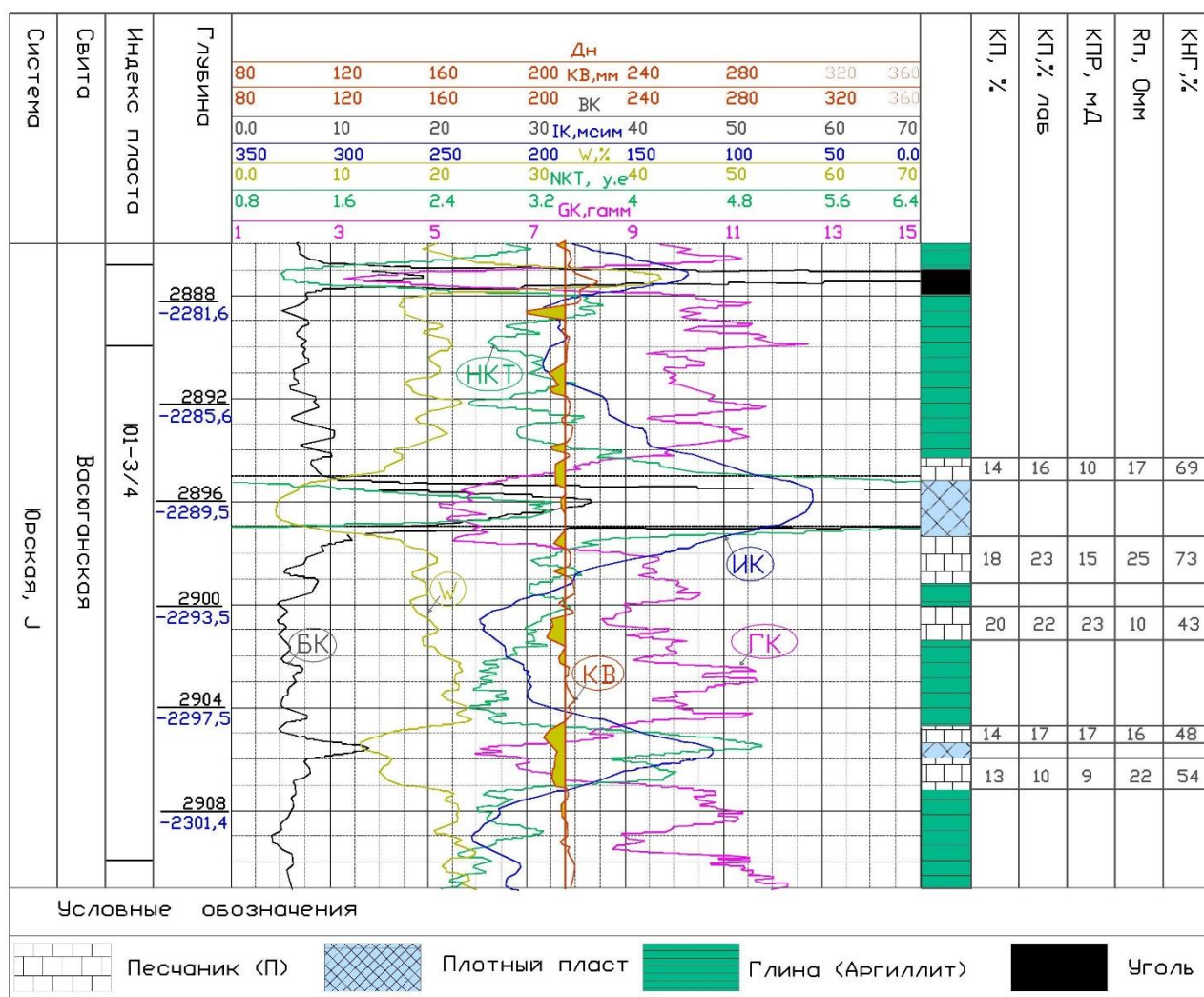


Рисунок 11 – Физико-геологическая модель горизонта Ю₁³⁻⁴ Южно-Мыльдзинского месторождения

На каротажных диаграммах песчаники-коллекторы выделяются низкими значениями

по ГК, пониженными значениями по ННКт и радиальными расхождениями по диаграмме ВИКИЗ – нефтенасыщенный пласт имеет положительное приращение, а водонасыщенный – отрицательное. В плотных прослоях по кривой КС, НКТ, ГК и ИК значения значительно увеличиваются, а по ПС – уменьшаются.

Баженовская свита является пластом покрышкой представлена битуминозными глинами, которые отражаются аномально высокими значениями на диаграммах ГК, КС, плотность пород заметно уменьшается, на диаграммах зондов ВИКИЗ показывается большое расхождение.

4.4 Выбор методов и обоснование геофизического комплекса

В результате проведенного анализа выполненных геофизических исследований в скважинах № 22, 23 и 28 и построения ФГМ для основного объекта – верхнеюрского пласта Ю₁ установлено, что комплекс методов ГМИС в составе: КС, ПС, Кавернометрия, Индукционный каротаж, Боковой каротаж, Боковое зондирование (6 зондов) микробоковой каротаж, волновой акустический каротаж, гамма-гамма плотностной, инклинометрия, ВИКИЗ (5 ЗОНДОВ+ПС), вполне обеспечат решение поставленных геологических задач.

Ниже приводится обоснование методов, которые будут применяться для решения конкретных задач в проектной скважине 25* Южно-Мыльджинского месторождения.

Задача литологического расчленения разреза является одной из первых задач при выполнении геофизических исследований. Поскольку разрез на Южно-Мыльджинском месторождении представлен глинистыми отложениями, для определения литологического состава разреза применяем следующие методы ГИС: ПС, ГК, ННК-т, КС. За счет диффузии солей, растворенных в пластовой воде и буровом растворе, наблюдаются резкие изменения потенциала ПС против контакта пород. Изучая ПС можно получить представление о последовательности залегания пластов и их свойствах. При ГК интенсивность естественной радиоактивности коллекторов зависит от содержания в них глин. Показания ННК-т зависят и от водородосодержания, и от вещественного состава горных пород. Чем больше водорода содержится в пласте, тем ниже будут показания нейтронного каротажа. Метод КС определяет истинное значение удельного электрического сопротивления, при помощи которого можно выделить пласты различного литологического состава, определения глубины их залегания и мощности, оценки пористости и коллекторских свойств пород.

Выделение пластов-коллекторов осуществляется по прямым качественным признакам с использованием данных кавернометрии, ПС, ВИКИЗ, БК, МКЗ.

Границы пластов уточняются по фокусированным методам, плотные и глинистые

прослой исключаются на основании анализа комплекса методов ПС, БК, МБК, ВИКИЗ, РК и кавернометрии, с последующей корректировкой выделенных толщин в сторону исключения низкопроницаемых прослоев по количественным граничным критериям петрофизических параметров коллекторов. Пласты-коллекторы отличаются отрицательными значениями ПС, наличие глинистой корки, радиальным градиентом сопротивления, микрозонды увеличиваются. Основным для выделения пластов-коллекторов являлся метод ПС с привлечением комплекса МК и БМК.

Оценка характера насыщения коллекторов определяется методами сопротивлений (БК, ИК, ВИКИЗ) и нейтронным каротажем (НК). В методе сопротивлений нефтегазовые коллекторы обладают высокими значениями сопротивлений, т.к. нефть или газ в равной степени неэлектропроводные и являются диэлектриками, а их значения сопротивлений приравнивают к сопротивлению полностью промытых пород. Водонасыщенные коллекторы отмечаются низкими значениями сопротивлений, т.к. они обладают высокой проводимостью.

Определение коэффициента пористости

К настоящему времени разработаны и широко опробованы, в том числе при подсчете запасов углеводородов терригенных коллекторов, разнообразные методики определения пористости по данным ГИС.

Метод гамма-гамма каротажа в плотностной модификации (ГГК-П) можно рассматривать как основной вид ГИС для определения пористости песчано-алевритовых пород в разрезе осадочного чехла Западно-Сибирской равнины. Это обусловлено практическим равенством величин минералогической плотности пород коллекторов и глинистого цемента в них. Вертикальное разрешение метода обеспечивает возможности изучения пористости пластов толщиной примерно от 0,6 до 0,8 м.

Определение пористости с помощью акустического каротажа (АК) основано на комплексировании данных методов АК и ПС. Общий характер зависимости пористости от интервального времени распространения упругой волны с учетом глинистости через относительную амплитуду ПС.

Определение пористости по данным метода собственных потенциалов ПС основано на взаимосвязи между пористостью и глинистостью, определенных на керне, и функциональным влиянием последнего параметра на относительную амплитуду ПС.

Определение коэффициента нефтенасыщенности

Традиционно коэффициент нефтенасыщенности определяется по материалам ГИС, в основном, по каротажу сопротивления.

Обычно для этого используют корреляционные связи, установленные по данным анализов керна в атмосферных условиях, между параметром пористости и коэффициентом

пористости, параметром насыщения и коэффициентом водонасыщенности.

Достоверность определений коэффициента насыщенности коллекторов зависит также и от обоснованности удельного сопротивления пластовой воды – ρ_v . Последнее чаще всего определяется путем пересчета минерализации отобранных при испытании законтурных вод (на границе и ниже ВНК) с учетом пластовой температуры.

К настоящему времени на основе многочисленных экспериментальных и теоретических работ, выполненных отечественными и зарубежными петрофизиками, исследовано влияние глинистости на адсорбционную активность, содержание остаточной воды, пористость и удельное электрическое сопротивление пород. Основная часть предлагаемых моделей ориентирована на учет влияния конкретной структуры распределения глинистого материала в поровом пространстве и связанных с ним двойных электрических слоев. Последние имеют существенно иную концентрацию ионов, чем в свободном растворе, находящимся с ними в равновесии и в свою очередь определяют минерализацию остаточной воды.

Определение коэффициента проницаемости

Для определения коэффициента проницаемости горных пород используют методы сопротивлений, ПС и ГК. Методом сопротивления устанавливают зависимость между содержанием связанной воды и удельной поверхностью его зерен. На основе этой зависимости определяют параметр насыщения P_n , который является функцией коэффициента проницаемости и пористости.

В основе определения коэффициента проницаемости ($K_{пр}$) пород по данным ГИС лежат эмпирические зависимости между фильтрационными параметрами и емкостными, которые можно оценить по данным ГИС. К таким зависимостям относятся связи между $K_{пр}$, $K_{пэф}$ и $K_{п}$.

Исходя из анализа ранее проведенных работ, в скважине 25*, закладываемой на северном склоне, проектируется следующий комплекс методов (табл. 6).

Таблица 6. Комплекс геофизических методов в проектной скважине 25*

№ п/ п	Виды исследований, их целевое назначение		Масштаб записи	Интервалы исследований
1	2		3	4
ОТКРЫТЫЙ СТВОЛ				
Обязательные методы				
	Методы ГИС	Решаемые задачи		
1	<u>Стандартный каротаж КС, ПС</u>	Литологическое расчленение разреза, оценка коллекторских св-в, корреляция, привязка глубин по БКЗ, определение коэффициента проницаемости	1:500 1:200	0-2500 2450-2500
2	<u>Кавернометрия</u>	Оценка геометрии скважины, подсчёт объёма затрубного пространства при цементировании, определение глубины зоны проникновения фильтрата, толщины глинистой корки. Выделение проницаемых интервалов	1:500 1:200	0-2450 2300-2500
2	<u>Индукционный каротаж</u>	Определение удельного электрического сопротивления (УЭС) пород, оценка характера насыщения	1:500 1:200	0-2500
3	<u>Боковой каротаж</u>	Расчленение и сопоставление разрезов скважин, определение УЭС пласта или зоны проникновения (при неглубоком проникновении фильтрата в пласт)	1:500 1:200	0-2450 2300-2500
4	<u>Боковое каротажное зондирование – 6 зондов</u>	Определение удельного электрического сопротивления пластов и зоны проникновения, коэффициента нефтенасыщения коллекторов	1:200	2300-2500
4	<u>Микробоковой каротаж</u>	То же и определение УЭС прилегающей к скважине части пласта	1:200	2300-2500
5	<u>Волновой акустический каротаж</u>	Оценка физико-механических свойств пород, оценка пористости, расчёт деформационно-упругих модулей	1:500 1:500 1:200	0-2450 2300-2500
6	<u>Гамма-гамма плотностной</u>	Применяется в комплексе с АК при оценке пористости пород для введения поправки на изменение их глинистости	1:500 1:200	0-2450 2300-2500
7	<u>Инклинометрия</u>	Контроль направления ствола скважины, уточнение глубин залегания пластов	точки ч/з 10-40 м	0-2450 2300-2500
8	<u>ВИКИЗ - 5 зондов + ПС</u>	Определение удельного электрического сопротивления прослоев малой толщины, коэффициента нефтенасыщения коллекторов, положение ВНК	1:200	2300-2500

5 МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ

5.1 Методика проектных геофизических работ

Геофизические исследования эксплуатационных и разведочных скважин проводятся согласно «Технической инструкции по проведению геофизических исследований в скважинах» утвержденной Министерством геологии СССР 4 мая 1984 года.

Выбор методики и аппаратуры основывается на геофизической изученности по результатам ранее проведенных геофизических исследований и поставленной задачи данного проекта с учетом рекомендаций [8].

Боковое каротажное зондирование

Комплекс БКЗ проводится подошвенными градиент-зондами с размерами $AO = 0.45$; $AO = 1.05$; $AO = 2.25$; $AO = 4.25$; $AO = 8.5$ м и кровельным градиент-зондом М0.5N2А в масштабе глубин 1:200. Основной масштаб записи ПС – 12.5 мВ/см. Скорость регистрации 2000 – 2500 м/час. Исследования выполняются аппаратурой К1А-723-М.

Индукционный каротаж

Выполняется в интервале проведения БКЗ в масштабе глубин 1:200. Масштаб кривых 20-25 мСим/см. Скорость регистрации кривых 1500-2100 м/час. Исследования выполняется аппаратурой К1А-723-М.

Боковой каротаж

Проводится в интервале проведения БКЗ в масштабе глубин 1:200. БК позволяет определить УЭС в пластах без проникновения мощностью 2,5-3,5 м. В двух и трехзондовых модификациях диаграммы БК дают электрические характеристики пласта в радиальном направлении ($\rho_{\text{эп}}$, $\rho_{\text{п}}$) и прямые качественные признаки на выделение коллекторов. Исследования выполняется аппаратурой К1А-723-М.

Кавернометрия (профилеметрия)

Проводится по всему стволу скважины в масштабе 1:500, 1:200 и в интервалах проведения БКЗ в масштабе глубин 1:200. Масштаб записи кривых 2 см/см. Скорость регистрации кривых от 1500 до 2000 м/час. Исследования выполняется аппаратурой СКПД-3.

Резистивиметрия

С целью определения удельного электрического сопротивления промывочной жидкости резистивиметрия выполняется в интервале проведения БКЗ во всех скважинах в масштабе 1:200. Скорость регистрации кривых 2500 м/час. Запись кривой осуществляется прибором К1А-723-М.

Радиоактивный каротаж (ГК, НКТ и ННКт)

Проводится в масштабе 1:500 по всему стволу скважины, а в масштабе 1:200 в интервалах БКЗ. Для исследования применяется аппаратура СРК-73, СРК-ЛМ-76Т, АПРК-2, ВЭМКЗ-9А. Исследования проводятся как в открытом стволе скважин, так и в обсаженном. Для ГК в качестве индикаторов применяются кристаллы NaJ, счетчик ФЭУ. Для регистрации кривых НКТ используется источник $Pu+Be$ мощностью – н/сек. Постоянная времени в большинстве скважин составляет 6 секунд. Масштабы регистрации кривых для ГК – 0.5, 0.75, 1.0 мкР/ч на 1 см, для НК – 0.1-0.6 у.е. на 1 см. Скорость регистрации кривых РК составляет 220-500 м/час.

Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование проводится в масштабе 1:500. Технология ВИКИЗ предусматривает регистрацию показаний пяти разноглубинных зондов. Скорость каротажа не более 1800 м/ч. Диапазон определения УЭС – 1-200 Ом·м.

5.2 Применяемая аппаратура и оборудование

Проектом рекомендуется комплексный прибор *K1A-723-M* (рис. 12), который одновременно измеряет: кажущееся удельное электрическое сопротивление горных пород зондами бокового каротажного зондирования, зондом трехэлектродного бокового каротажа, потенциала самопроизвольной поляризации, кажущегося удельного электрического сопротивления промывочной жидкости резистивиметром, кажущейся удельной электрической проводимости горных пород зондом индукционного каротажа. Комплексные прибор отличается малыми габаритами, высокой производительностью и надежностью, удобен в эксплуатации. Решает задачи электрического каротажа, выделения коллекторов, определения водонасыщенности и нефтенасыщенности.

При выполнении работ необходимо соблюдать следующие условия эксплуатации: скважина должна быть заполнена промывочной жидкостью на водной основе с удельным сопротивлением от 0,05 до 5 Ом·м; температура окружающей среды от 5 до 120 °С (для K1A-723-MT150 °С); максимальное гидростатическое давление 80 МПа (для K1A-723-MT 100 МПа).

Прибор эксплуатируется в комплекте со следующими блоками: цифровым каротажным регистратором, адаптированным к приёму сигнала прибора и имеющим соответствующее программное обеспечение; источником стабилизированного синусоидального тока ($0,4 \pm 0,02$) А (400 ± 5) Гц, обеспечивающим действующее значение выходного напряжения до 300 В; трехжильным бронированным геофизическим грузонесущим кабелем марки КГЗ-60-150 ТУ16.К09-108-99 (или аналогичным ему по

характеристикам) длиной от 2000 до 6000 м, оснащенным кабельным наконечником НКБ ГОСТ 14213. Физические параметры прибора представлены в таблице 7.

Таблица 7. Физические параметры К1А-723-М

Температура рабочей среды	До 120 °С
Гидростатическое давление	80 МПа
Диаметр	73 мм
Длина электронного блока	3,9 м
Длина гибкого зонда	17 м
Масса	Не более 80 кг
Параметры тока питания	400 Гц, 400 мА
Скорость каротажа	3000 м/час

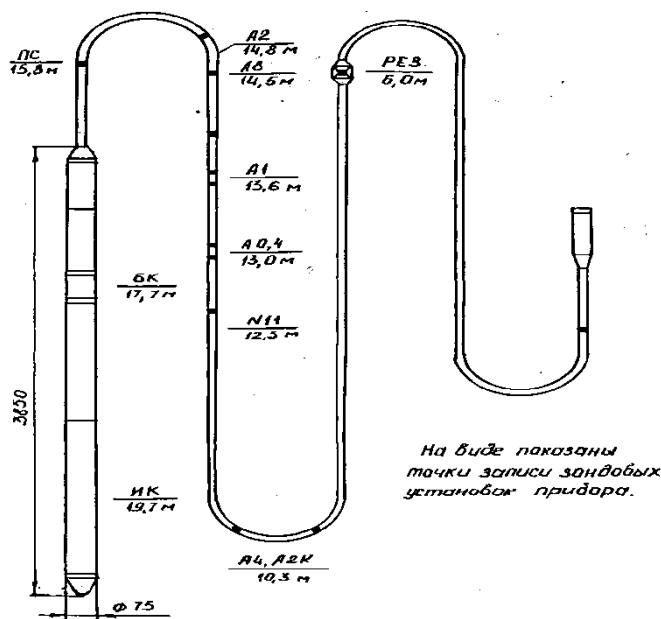


Рисунок 12 – Прибор К1А-723-М [6]

Каверномер-профилемер скважинный СКПД-3М-Т.

Прибор СКПД-3М-Т (рис. 13) одновременно измеряет значения двух взаимно перпендикулярных поперечных размеров (диаметров) ствола скважины и их средний диаметр для нефтяных и газовых скважин. Условия эксплуатации: прибор СКПД-3М-Т может работать в скважинах при температуре окружающей среды 180 град. Цельсии и гидростатическом давлении 120 МПа.

По команде с поверхности управление измерительными рычагами многократное. Время не более 2 мин для раскрытия и закрытия рычагов. Усилие прижатия каждого рычага к стенке скважины не менее 60 Н при измерении диаметра 100 мм и не более 200 Н при измерении диаметра 760 мм.

Габариты прибора: длина - 3426 мм; диаметр - 80 мм; масса прибора - 76 кг.



Рисунок 13 – Модуль СКПД-3М-Т [7]

Прибор радиоактивного каротажа СРК-73

Модуль (рис. 16) предназначен для исследования скважин (с открытым и закрытым стволом), диаметром 110-350 мм методом двухзондового нейтрон-нейтронного каротажа по тепловым нейтронам и гамма-каротажа естественной активности горных пород. Модуль обеспечивает проведение измерений в скважинах, заполненных промывочной жидкостью на нефтяной и водной основе с содержанием NaCl до 300 г/л. Информация, полученная от прибора, используется для литологического расчленения разреза скважины, оценки естественной гамма-активности горных пород, количественного определения пористости пластов и др. В состав модуля входит локатор муфт, предназначенный для индикации муфт обсадной колонны. Физические параметры прибора представлены в таблице 8.

Таблица 8. Физические параметры прибора СРК-73

Температура рабочей среды	До 120 °С
Гидростатическое давление	80 МПа
Габаритные размеры	Ø 76*3300
Температура рабочей среды	+10...+150 °С
Масса	Не более 70 кг



Рисунок 14 – Прибор СРК-73[7]

Аппаратура высокочастотного индукционного каротажного изопараметрического зондирования ВИКИЗ

Основа метода заключается в наведении электромагнитного поля в горной породе с помощью излучающих катушек разной проницаемости и регистрации приемными катушками Э.Д.С., параметры которых зависят от электрических свойств окружающей среды. Аппаратура ВИКИЗ (рис. 15) предназначена для определения удельного электрического сопротивления (УЭС) горных пород в скважинах, бурящихся на нефть и газ. Прибор обеспечивает измерение УЭС с помощью пяти электромагнитных зондов и потенциала самопроизвольной поляризации (ПС) с помощью электрода ПС. Физические параметры прибора представлены в таблице 9.



Рисунок 15 – Аппаратура ВИКИЗ [7]

Таблица 9. Физические параметры прибора ВИКИЗ

Температура рабочей среды	До 120 °С
Гидростатическое давление	100 МПа
Габаритные размеры	Ø 73*4000
Температура рабочей среды	+5...+150 °С
Диаметр прибора	86 мм
Масса	Не более 70 кг

5.3 Метрологическое обеспечение

Для оценки технического уровня и качества СИ, для определения результатов измерения и расчетной оценки инструментальной погрешности используют нормируемые метрологические характеристики (НМХ). Они должны отражать реальные свойства средств измерений, и их номенклатура должна быть достаточной для априорной оценки инструментальной составляющей погрешности измерений в допустимых условиях применения.

Рациональность комплекса НМХ для конкретного типа средств измерений и правильность задания из значений определяется в ходе приемочных испытаний. При этом проверяется соответствие достигнутого технического уровня требованиям технического задания на разработку, правильность нормирования МХ, возможность их контроля при выпуске, рекомендуемые методики, средства и периодичность калибровки в процессе эксплуатации. Номенклатура и значения НМХ, а также рекомендуемые методики, средства и периодичность калибровки в процессе эксплуатации указываются в технической документации на аппаратуру.

Для скважинной геофизической аппаратуры типовыми являются следующие нормируемые метрологические характеристики: диапазон измерения параметра; основная абсолютная (или относительная) погрешность измерения; дополнительная погрешность измерений, вызванная измерением температуры окружающей среды в заданном диапазоне.

5.4 Интерпретация геофизических данных

При качественной оценке геофизического материала возможно решение следующих задач: литологическое расчленение разреза, выделение уплотненных прослоев; выделение коллекторов и оценка типа насыщения. Некоторые вопросы качественной интерпретации

могут решаться на основе визуального анализа диаграмм ВИКИЗ, ПС, ННКт и ГК. По его результатам можно выделять коллекторы. Эффективность качественной интерпретации и достоверность заключения основаны на слабой зависимости измерений от параметров скважины и примыкающей к ней области; высокой разрешающей способности, как в радиальном направлении, так и вдоль скважины; хорошей точности измерений и их стабильности.

Для качественных оценок характера насыщения пластов-коллекторов принципиальное значение имеют сведения о критических величинах удельных сопротивлений.

На этапе количественной интерпретации геофизических данных решаются следующие задачи: определение удельного электрического сопротивления; определение коэффициента нефтенасыщенности; определение коэффициента пористости; определение коэффициента глинистости; определение коэффициента проницаемости.

5.5 Определение исходных геофизических параметров

Удельное электрическое сопротивление пластов по данным БКЗ и ИК является важнейшим параметром, необходимым для установления характера насыщения коллекторов и определения их промышленной нефтегазоносности. Задача интерпретации состоит в надежной увязке сопротивлений по БКЗ и индукционному каротажу. Для этого в разрезе скважины выделяются пласты большой мощности, представленные непроницаемыми аргллитами или водоносными коллекторами, характеризующиеся большим удельным сопротивлением. А пластом высокого сопротивления в скважине служат аргллиты баженовской свиты. Эти интервалы принимаются за опорные при уточнении нулевой линии и масштаба записи ИК. Правильность нулевой линии и масштаба записи ИК контролируется в дальнейшем при интерпретации продуктивных и водоносных пластов.

В однородных пластах с толщинами больше 4 м, удельное электрическое сопротивление определяется с применением палеток БКЗ по общепринятой методике. При определении УЭС пластов средних толщин используются сводные палетки с учетом показаний ИК, БК, малых зондов БКЗ и потенциал-зонда. Определение УЭС пластов малой мощности (менее 1,2 м) осуществлялось по трехслойным палеткам индукционного метода.

Интерпретация диаграмм ИК проводится в следующем порядке: для всех пластов-коллекторов снимаются кажущиеся сопротивления, исправленные за скин-эффект. Затем показания ИК, при необходимости, исправляются за мощность пласта. Полученные сопротивления используются в дальнейшем при интерпретации данных ИК по палеткам.

Значения диаметров проникновения раствора устанавливаются при интерпретации БКЗ для пластов большой и средней мощности в рассматриваемом интервале разреза.

Глубина проникновения фильтрата глинистого раствора для коллекторов по разрезу, в основном, небольшая. Для продуктивных коллекторов диаметр зоны проникновения (D) колеблется в пределах $3 - 8d$ (d – диаметр скважины), для водоносных коллекторов в пределах $8 - 12d$. Удельное сопротивление зоны проникновения ($\rho_{зп}$) определяется по КС малых зондов БКЗ по палетке БКЗ. Сопротивление глинистого раствора уточняется по данным обработки водоносных коллекторов мощностью более 4 м (методика Коваленко Д.С.).

Определение относительной амплитуды потенциалов собственной поляризации $\alpha_{пс}$ определялась по следующей формуле:

$$\alpha_{пс} = \frac{\Delta U_{пс}}{\Delta U_{пс}^{макс}},$$

где $\Delta U_{пс}$ – амплитуда ПС исследуемого пласта; $\Delta U_{пс}^{макс}$ – амплитуда ПС опорного пласта.

На уровне усредненных показаний кривой ПС, соответствующих в разрезе отложениям глин, проводится опорная «линия глин». От этой линии отсчитываются значения наблюдаемой аномалии $\Delta U_{пс}$ для всех исследуемых пластов-коллекторов.

За опорный пласт с максимальной амплитудой ПС ($\Delta U_{пс}^{макс}$) принимается самый чистый коллектор с минимальной глинистостью, наиболее выдержанный по месторождению.

Определение относительного параметра $\Delta J_{гк}$ в методе ГК определяется по формуле:

$$\Delta J_{гк} = \frac{J_{гк} - J_{гк}^{макс}}{J_{гк}^{макс} - J_{гк}^{мин}},$$

где $J_{гк}$ – калиброванные значения, отсчитанные по кривой ГК против исследуемого пласта; $J_{гк}^{макс}$ – максимальные значения ГК по разрезу, отвечающие пласту чистых глин; $J_{гк}^{мин}$ – минимальное значение ГК по всему разрезу (наиболее надежным опорным пластом с является неглинистый песчаник).

5.6 Выделение коллекторов и определение эффективных толщин

Породы – коллекторы отличаются от вмещающих пород способностью содержать флюиды – воду, нефть, газ и отдавать их в скважину при наличии депрессии на границе скважина-порода. Задача выделения эффективных толщин пород-коллекторов решается по данным геофизических исследований скважин, и применяются два основных приема

выделения коллекторов по данным ГИС: а) прямые качественные признаки коллекторов по результатам интерпретации каротажа; б) косвенные количественные критерии выделения коллекторов с применением граничных значений геофизических параметров, определяемых также по данным ГИС.

Прямые качественные признаки коллектора, устанавливаемые материалам ГИС в скважинах, основаны на формировании во времени зоны проникновения в породах-коллекторах и формировании глинистой корки. К таким признакам относятся: а) наличие глинистой корки на стенке скважины, устанавливаемое по диаграммам каверномера и профилемера; б) наличие положительных приращений при невысоких показаниях на кривых микрозондирования; в) наличие радиального градиента сопротивлений по данным БКЗ, БК, МБК.

На кривой ПС против пластов-коллекторов отмечается отрицательная аномалия. Кроме того, на диаграммах радиоактивного и акустического методов эти пласты характеризуются средними значениями естественного гамма-излучения, водородосодержания и интервального времени. При отсутствии одного или нескольких прямых качественных признаков коллектора, что может быть обусловлено технологией бурения и проведения геофизических работ, а также в глинистых коллекторах, где качественные признаки становятся менее надежными, для выделения коллекторов будут использоваться количественные критерии выделения пластов-коллекторов по количественным признакам основанным на следующих предпосылках: а) породы-коллекторы отличаются от неколлекторов по величине пористости, проницаемости, глинистости, а следовательно, и по сходным с ними значениям геофизических параметров, отражающими свойства; б) граница между коллекторами и неколлекторами характеризуется граничными (критическими) значениями ФЭС ($K_{п}$, $K_{пр}$, $K_{в.ост.}$) и связанными с этими свойствами граничными значениями параметров ГИС ($\alpha_{пс}$, $J_{гк}$).

5.7 Определение фильтрационно-емкостных свойств

Глинистость коллекторов определяется по ПС и ГК с использованием графика зависимости изменения глинистости с глубиной.

Общая схема интерпретации одинакова для ПС и ГК и заключается в следующем. На диаграммах ПС и ГК проводится по две опорные линии, соответствующие линии чистых песков ($\alpha_{пс} = 1,0$; $\Delta J_{гк} = 0$) и глин ($\alpha_{пс} = 0,2$; $\Delta J_{гк} = 0,8$). Между этими линиями устанавливается линейная шкала глинистости совмещением крайних значений данных керна на глубине

изучаемого пласта с опорными линиями. Опорные линии соответствуют чистым неглинистым песчаникам.

Точность определения $K_{г\text{л}}$ по двум методам можно считать хорошей, если разница между значениями, полученными по ГК и ПС, не превышает среднеквадратичного значения глинистости данного литологического типа. Далее по диаграммам нейтронного каротажа ведется расчет пористости.

Общая формула определения пористости по НК следующая:

$$K_{\text{п}} = \omega - \omega_{\text{гл}} \cdot K_{\text{гл}}$$

где ω и $\omega_{\text{гл}}$ – соответственно суммарное водородосодержание изучаемого пласта и водородосодержание объема глинистого материала в коллекторе; $K_{\text{гл}}$ – глинистость коллектора.

Значения ω и $K_{\text{гл}}$ определяются по данным каротажа, а $\omega_{\text{гл}}$ по среднестатистическим данным. Суммарное водородосодержание изучаемого пласта определяется по логарифмической шкале, устанавливаемой по результатам эталонирования аппаратуры или по двум опорным пластам.

Для определения пористости глинистых коллекторов по акустическому каротажу обычно применяют формулу:

$$K_{\text{п}} = \frac{\Delta t - \Delta t_{\text{ск}}}{\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{ск}}} - K_{\text{гл}} \cdot \frac{\Delta t_{\text{гл}} - \Delta t_{\text{ск}}}{\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{ск}}},$$

где $\Delta t_{\text{ск}}$, $\Delta t_{\text{ж}}$, $\Delta t_{\text{гл}}$ – соответственно интервальные времена прохождения волн в скелете породы, порозаполняющей жидкости и глинистом материале.

Второй член уравнения определяется по среднестатистическим данным и соответствует:

$$K_{\text{гл}} \cdot \frac{\Delta t_{\text{гл}} - \Delta t_{\text{ск}}}{\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{ск}}} \approx K_{\text{гл}} - 1,2 \cdot K_{\text{гл}}^{\text{мин}} \cdot \frac{H}{2300},$$

Тогда расчетная формула для определения пористости принимает следующий вид:

$$K_{\text{п}} = \frac{\Delta t - \Delta t_{\text{ск}}}{\Delta t_{\text{ж}} - \Delta t_{\text{ск}}} - \left(K_{\text{гл}} - 1,2 \cdot K_{\text{гл}}^{\text{мин}} \cdot \frac{H}{2300} \right),$$

Для полимиктовых коллекторов с учетом результатов исследований при расчетах принимается: $\Delta t_{\text{ск}} = 170$ мкс/м; $\Delta t_{\text{ж}} = 645$ мкс/м.

Литотип коллекторов определяется с помощью значений $\alpha_{\text{пс}}$ и $\Delta U_{\text{пс}}$, где $\alpha_{\text{пс}}$ – отношение амплитуды $\Delta U_{\text{пс}}$ изучаемого пласта к опорному (чистый неглинистый песчаник). Если $\alpha_{\text{пс}} > 0,7$ – песчаник; $0,4 < \alpha_{\text{пс}} < 0,7$ – алевролит; $0,2 < \alpha_{\text{пс}} < 0,4$ – глинистый алевролит.

По известному значению $K_{\text{п}}$ определяется параметр пористости $P_{\text{п}}$. Далее определяется УЭС водоносного пласта по формуле:

$$\rho_{\text{вп}} = P_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{в}},$$

где $P_{\text{п}}$ – параметр пористости; $\rho_{\text{в}}$ – УЭС воды.

По известному значению УЭС водоносного пласта можно определить параметр насыщения $P_{\text{н}}$ по формуле:

$$P_{\text{н}} = \frac{\rho_{\text{нп}}}{\rho_{\text{вп}}},$$

где $\rho_{\text{нп}}$ – УЭС незатронутой проникновением фильтрата ПЖ части пласта;

$\rho_{\text{вп}}$ – УЭС водоносного пласта.

По полученному значению, при помощи графика зависимости $P_{\text{н}} = f(K_{\text{в}})$ определяются коэффициенты водонасыщения и нефтенасыщения, связанные между собой следующим соотношением:

$$K_{\text{н}} = 1 - K_{\text{в}},$$

Для определения характера насыщения и коэффициента нефтенасыщения необходимо знать УЭС пластов. В таблице 10 приведены значения параметра насыщения $P_{\text{н}}$ для определения характера насыщения.

Зависимость характера насыщения коллекторов от параметра насыщения.

Для глинистых и сильно глинистых коллекторов эффективна методика определения характера насыщения, основанная на отношении показаний малых градиент-зондов против исследуемого пласта с учетом $\alpha_{\text{пс}}$.

При отношении:

$$\frac{\rho_{\text{к}}^{1,05}}{\rho_{\text{к}}^{0,45} \cdot \alpha_{\text{пс}}} \geq 1,66 - \text{коллектор нефтенасыщен};$$

$$1,66 \geq \frac{\rho_{\text{к}}^{1,05}}{\rho_{\text{к}}^{0,45} \cdot \alpha_{\text{пс}}} \geq 1,26 - \text{зона неоднозначности};$$

$$\frac{\rho_{\text{к}}^{1,05}}{\rho_{\text{к}}^{0,45} \cdot \alpha_{\text{пс}}} \leq 1,26 - \text{коллектор водонасыщен}.$$

Таблица 10. Зависимость характера насыщения коллекторов от параметра насыщения

Порода, литотип	Характер насыщения		
	нефть	не ясно	вода
Песчаник	$P_{\text{н}} \geq 3,0$	$3 > P_{\text{н}} > 2,0$	$P_{\text{н}} \leq 2,0$
Алевролит	$P_{\text{н}} \geq 2,0$	$2 > P_{\text{н}} > 1,2$	$P_{\text{н}} \leq 1,2$
Глинистый алевролит	$P_{\text{н}} \geq 1,2$	$1,2 > P_{\text{н}} > 1,0$	$P_{\text{н}} \leq 1,0$

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2241	Федорову Валерию Григорьевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки (Геофизические методы исследования скважин)

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость ресурсов на выполнение геофизических исследований
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ; ПОСН 81-2-49; СНВ-84; ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Обеспечение системы налогообложения, Страховой взнос 30,5%, НДС 20%
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Оценка стоимости геофизических работ на скважинах
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по геофизическому проекту
3. Обоснование необходимых инвестиций для разработки и внедрения ИР	Расчет затрат времени, труда, материалов и оборудования на проведение геофизических исследований
4. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Общий расчет сметной стоимости проектируемого комплекса ГИС
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
Отсутствует	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Малинина Вероника Анатольевна	К.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2241	Федоров Валерий Григорьевич		

7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1 Географо-экономический очерк района работ

В географическом отношении Южно-Мыльджинское месторождение расположено в пределах Васюганской равнины на юго-востоке ЗападноСибирской низменности в Обь-Иртышском междуречье, на левобережье р. Обь.

В геоморфологическом отношении территория района представляет собой слабо расчлененную заболоченную равнину с развитой речной сетью. Абсолютные отметки рельефа изменяются от +74 м в пойменных частях рек до +116 м на водоразделах.

Промышленным освоением Южно-Мыльджинского месторождения занимается ОАО «Томскнефть».

7.2 Методы коммерциализации результатов инженерных решений

Организация совместных предприятий, работающих по схеме «Российское производство – зарубежное распространение».

Цели совместного предпринимательства могут быть различны. В качестве основных из них и наиболее распространенных можно назвать:

- получение современных зарубежных технологий (в отличие от традиционного лицензирования при совместном предпринимательстве продавец лицензий становится совладельцем использующего их предприятия, крайне заинтересованным в получении высокой прибыли), преодоление барьеров протекционизма в международной передаче технологий;

- повышение конкурентоспособности продукта на рынке;

Расширение экспорта продукции, выход на внешний рынок за счет:

- изучения специфических потребностей зарубежных рынков, проведения комплекса мероприятий по маркетингу;

- организации производства продукции в соответствии с характерными для мирового рынка параметрами качества или в соответствии с нормами, принятыми в странах, где планируется осуществлять ее сбыт;

- привлечение дополнительных финансовых и материальных ресурсов, возможность использования имеющихся в распоряжении одного из учредителей СП ресурсов по ценам, значительно ниже средних цен мирового рынка;

- снижение затрат на производство продукции на основе использования

трансфертного (внутрифирменного) ценообразования, экономия издержек на сбыт продукции;

– улучшение материально-технического обеспечения за счет получения от зарубежного партнера дефицитных материальных ресурсов.

7.3 SWOT-анализ

В таблице 11 представлен SWOT-анализ.

Таблица 11 - SWOT-анализ

<p>Сильные стороны научно-исследовательской работы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Хорошая изученность территории; – Используя данные прошлых лет, определение эффективного метода для определения залегания нефти; – Наличие современного оборудования; 	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Способы прогнозирования нормального пластового давления, кроме прямого измерения, отсутствуют.
<p>Возможности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Прирост запасов нефти по категории C₂; – Сокращение время бурения и его стоимости. 	<p>Угрозы:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Некорректная интерпретация каротажной диаграммы

7.4 Технико-экономическое обоснование продолжительности работ по проекту[12]

Для определения затрат, связанных с выполнением геологического задания, необходимо определить прежде всего время на выполнение отдельных видов работ по проекту, спланировать их параллельное либо последовательное выполнение и определить продолжительность выполнения всего комплекса работ по проекту.

Затраты на производство геологоразведочных работ будут зависеть от [9]:

- видов и объемов работ;
- геолого-географических условий;
- материально-технической базы предприятия;
- квалификации работников;
- уровня организации работ.

Виды и объёмы проектируемых работ по данному проекту представлены в таблице 11 в главе «Выбор методов и обоснование геофизического комплекса» определяются комплексом ГИС, проектным забоем скважин, расстоянием от базы до места исследований. В данном случае проектный забой скважины № 25* – 2500 м.

В качестве нормативного документа был использован справочник «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49) [10].

Проезд от базы ОАО «Томскнефть» до места исследований Южно-Мыльджинского месторождения осуществляется наземным транспортом Урал 6520. Техническое дежурство – 12 часов и стоимость интерпретации будет равна половине стоимости проведения полевых работ.

Таблица 12 - Расчёт затрат времени

Вид работ	Объём		Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм	Итого времени на объём. мин.
	Ед. изм.	Кол-во			
1	2	3	4	5	6
Стандартный каротаж	м	2500	3	мин/100м	75
Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	39	мин/опер	39
ПС	м	2500	3	мин/100м	75
Вспомогательные работы при ПС	опер	1	39	мин/опер	39
Кавернометрия	м	2500	3,7	мин/100м	92,5
Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	49	мин/опер	49
Инклинометрия (тчк через 20 м)	тчк	125	1,8	мин/тчк	225
Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	17	мин/опер	17
Боковой микрокаротаж (МБК)	м	50	8,1	мин/100м	4,05
Вспомогательные работы при МБК	опер	1	39	мин/опер	39
Боковой каротаж (БК)	м	2500	3,3	мин/100м	82,5
Вспомогательные работы при БК	опер	1	39	мин/опер	39
БКЗ	м	50	3	мин/100м	1,5
Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	39	мин/опер	39
Волновой акустический каротаж	м	2500	10,8	мин/100м	270
Вспомогательные работы при волновом акустическом каротаже	опер	1	54	мин/опер	54
Гамма-гамма плотностной	м	50	16	мин/100м	8

Продолжение таблицы 12

1	2	3	4	5	6
Вспомогательные работы при гамма-гамма плотностном	опер	1	57,5	мин/опер	57,5
Проезд	км	75	1.9	мин/км (дор. 2 кат.)	142,5
Тех дежурство	парт-ч	12	60	мин/ парт-ч	720
Итого	На запись диаграммы:				833,55
	Всего:				2029,55

Расчёт затрат труда для комплексной партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине (расчёты затрат труда приведён в таблице 13).[10]

Таблица 13 – Расчет затрат труда

№	Вид работ	Объём		Затраты труда					
				Рабочие			ИТР		
		Ед. изм.	Кол-во	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объём. чел-час	Норма времени по ПОСН 81-2-49	ед. изм.	Итого времени на объём. чел-час.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Стандартный каротаж	м	2500	0,18	чел-час/100м	4,5	0,12	чел-час/100м	3
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	2,34	чел-час/опер	0,02	1,56	чел-час/опер	0,02
3	ПС	м	2500	0,18	чел-час/100м	4,5	0,12	чел-час/100м	3
4	Вспомогательные работы при ПС	опер	1	2,34	чел-час/опер	0,02	1,56	чел-час/опер	0,02
5	Кавернометрия	м	2500	0,22	чел-час/100м	4,8	0,15	чел-час/100м	3,75
6	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	2,94	чел-час/опер	0,03	1,96	чел-час/опер	0,02
7	Инклинометрия (тчк через 20 м)	тчк	125	0,08	чел-час/тчк	0,13	0,06	чел-час/тчк	0,09
8	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	1,02	чел-час/опер	0,01	0,68	чел-час/опер	0,01
9	Боковой микрокаротаж	м	50	0,49	чел-час/100м	0,98	0,32	чел-час/100м	0,16

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10	Вспомогательные работы при МБК	опер	1	2,34	чел- час/опер	0,02	1,56	чел- час/опер	0,02
11	Боковой каротаж (БК)	м	2500	0,20	чел- час/100м	5	0,13	чел- час/100м	3,25
12	Вспомогательные работы при БК	опер	1	2,34	чел- час/опер	0,02	1,56	чел- час/опер	0,02
13	БКЗ	м	50	0,18	чел- час/100м	0,45	0,12	чел- час/100м	0,6
14	Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	2,34	чел- час/опер	0,02	1,56	чел- час/опер	0,02
15	Волновой акустический каротаж	м	2500	0,65	чел- час/100м	16,25	0,43	чел- час/100м	10,75
16	Вспомогательные работы при волновом акустическом каротаже	опер	1	3,24	чел- час/опер	0,03	2,16	чел- час/опер	0,02
17	Гамма-гамма плотностной	м	2500	0,96	чел- час/100м	24	0,64	чел- час/100м	16
18	Вспомогательные работы при гамма-гамма плотностном	опер	1	3,45	чел- час/опер	0,03	2,30	чел- час/опер	0,02
19	Проезд	км	75	0,114	чел-час/км	8,5	0,076	чел-час/км	5,7
20	Тех дежурство	парт- ч	12	3,6	чел-час/ парт-ч	43,2	2,4	чел-час/ парт-ч	28,8
На запись диаграм: чел-час.						60,61	40,6		
Всего: чел-час.						112,51	75,27		

Общие затраты труда (рабочие и ИТР) на запись диаграмм составляют 101,21 чел-час. Общие затраты труда (рабочие и ИТР) составляют 187,78 чел-час.

Расчет производительности труда, количества партий. Проектное время бурения одной скважины 75 суток. Следовательно, затраты времени для партии, выполняющей комплексный каротаж на одной скважине будут равны 36000 мин (600 ч). Расчет производительности труда, геофизической партии, продолжительности выполнения работ:

$$N = \frac{Q}{P_{\text{мес}} \times T},$$

где Q – объем работ;

$P_{\text{мес}}$ – производительность труда за месяц;

T – время выполнения.

Расчет производительности труда за месяц находится в прямой зависимости от рассчитанных затрат времени. Для расчета используются формулы:

$$P_{\text{мес}} = P_{\text{с}} \times C,$$

где $P_{\text{с}}$ – производительность труда за сутки;

C – количество суток в месяце.

Расчёт производительности труда, комплексной геофизической партии, проведем по данным подсчитанным по нормам из таблицы 1-073 справочника «Производственно-отраслевые сметные нормы на геофизические услуги в скважинах на нефть и газ» (ПОСН 81-2-49). Норма рабочего времени комплексной геофизической партии составляет 8 час/сутки. Тогда $P_{мес}=240$ ч, $T = 600/8 = 75$ дней = 2,5 месяца, а $N=1$. Учитывая, что работы будут проводиться вахтовым методом, а продолжительность вахты один месяц, то для проведения геофизических работ на одной скважине потребуется две партии.

Расчет затрат труда и квалификационный состав партии. Данный расчет выполняется по справочнику СНВ-84, берется типовая состав, который корректируется в соответствии с условием и опытом работ, итогом является квалификационный состав каротажной партии. $K_p - 1,3$; северный коэффициент – 50%.

Для проведения комплексных геофизических работ на одной скважине, зарплата составит 239513,5 рублей (таблица 14).

Таблица 14 – Зарплата промыслово-геофизической партии

Статьи зарплат	Оклад	Районный коэф.	Сев. коэф.	Итого с учётом коэф- нтов	Премия	Итого (+премия) руб. (за 1 мес.)
					%	
Начальник партии	18500	1.3	1.5	36075	70	61327,5
Геофизик	15000	1.5	1.5	33750	70	57375
Каротажник	14000	1.3	1.5	31500	70	53550
Машинист подъемника каротажной станции	13000	1.3	1.5	29250	70	49725
ИТОГО основная зарплата				130575		221977,5
Дополнительная зарплата (7,9%)						17536
Итого заработной платы						239513,5
Отчисления на социальные страхования (30,5% в том числе страхование от несчастных случаев)						66593,25
Материалы (5%)						28634,9
Услуги (15%)						5082,625
ИТОГО						742682,4

Поэтапный план составляется, чтобы на стадии планирования организаторы и инвесторы были уведомлены, какие виды работ будут выполняться в тот или иной период времени (как правило за квартал) и какими результатами они завершатся. Поэтапный план представлен таблицей 22, где указан: временные периоды, виды и объемы работ, выполняемые в эти периоды; ожидаемые результаты по каждому периоду и виду работ. Первый аванс на производство работ по проекту поступит на расчетный счет в соответствие с договором, тогда как последующие авансы перечисляются на основании акта мерой работ за предыдущий квартал.

Таблица 15 – Поэтапный план

Дата		Виды работ	Результаты работ
Начало	Конец		
23. 10. 20	27. 10. 20	Проектно-сметные работы	Создание проекта
28. 10. 20	25. 11. 20	Завоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Готовность проведения организации полевых работ
27. 12. 20	31. 12. 20	Организация полевых работ	Готовность проведения геофизических работ
01. 01. 21	16. 03. 21	Полевые работы	Получение геофизических данных
03. 03. 21	16. 03. 21	Контроль качества и интерпретация получаемых материалов	Получение геологических данных и свойств коллекторов по скважине
16. 03. 21	21. 03. 21	Ликвидация полевых работ	Готовность к вывозу оборудования
16. 03. 21	18. 03. 21	Выдача заключения по скважине	Выдача данных по скважине заказчику
19. 03. 21	24. 03. 21	Вывоз крупногабаритного и тяжелого оборудования по зимнику	Полное завершение работ на данной скважине

7.5 Смета расходов на проектируемые работы

Сметные расчеты по видам работ представлены в таблице 16.

Таблица 16 - Сметные расчеты по видам работ (форма СМ-5), комплексной геофизической партии для одной скважины

№	Вид работ	Объем		Стоимость каротажа	Ед. изм.	Стоимость объема работ, руб	Повышающие коэф		Итого, руб
		Ед. изм.	Кол-во				Коэф. удор.	Коэф. норм.у сл.	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	Стандартный каротаж	м	2500	22,60	руб/100 м	565	3,40	1,30	2497,3
2	Вспомогательные работы при стандартном каротаже	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,4	1,3	1064,65
3	ПС	м	2500	22,6	руб/100 м	565	3,4	1,3	4297,3
4	Вспомогательные работы при ПС	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,4	1,3	1064,65

5	Кавернометрия	м	2500	22,91	руб/100 м	572,75	3,4	1,3	2531,56
6	Вспомогательные работы при кавернометрии	опер	1	247,19	руб/опер	247,19	3,4	1,3	1092,58
7	Инклинометрия (тчк через 20 м)	тчк	125	5,24	руб/тчк	675	3,4	1,3	22983,5
8	Вспомогательные работы при инклинометрии	опер	1	64,17	руб/опер	64,17	3,4	1,3	283,63
9	Боковой микрокаротаж	м	50	53,7	руб/100 м	26,85	3,4	1,3	118,68
10	Вспомогательные работы при МБК	опер	1	213,62	руб/опер	213,62	3,4	1,3	944,20
11	Боковой каротаж (БК)	м	2500	53,77	руб/100 м	1344,25	3,4	1,3	5941,59
12	Вспомогательные работы при БК	опер	1	213,62	руб/опер	213,62	3,4	1,3	944,20
13	БКЗ	м	50	22,6	руб/100 м	11,3	3,4	1,3	50
14	Вспомогательные работы при БКЗ	опер	1	240,87	руб/опер	240,87	3,4	1,3	1064,65
15	Волновой акустический каротаж	м	2500	72,14	руб/100 м	1803,5	3,4	1,3	7971,47
16	Вспомогательные работы при волновом акустическом каротаже	опер	1	293,9	руб/опер	293,90	3,4	1,3	1299,04
17	Гамма-гамма плотностной	м	2500	113,99	руб/100 м	2849,75	3,4	1,3	12595,9
18	Вспомогательные работы при гамма-гамма плотностном	опер	1	351,46	руб/опер	351,46	3,4	1,3	1553,45
37	Тех дежурство	Парт	12	257,7	р/парт-ч	2783,16	2,28	1,15	7297,44
38	Итого:								75959,8

На основе вышеперечисленных расчетов определили общую сумму затрат на проведение комплексной геофизических исследований на одну скважину – 75595,8 рублей. Контрольно-интерпретационные работы оплачиваются в размере 50% стоимости комплекса каротажных работ. Камеральные работы составляют 37797,9 рублей.

Геофизические исследования скважин позволяет выявить литологическое расчленение разреза и выделение коллекторов в пласте Ю₁, оценка фильтрационно-емкостных свойств коллекторов, также определение технического состояния скважины.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2241	Федорову Валерию Григорьевичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Отделение геологии
Уровень образования	Специалитет	Направление/специальность	21.05.03 Технология геологической разведки (Геофизические методы исследования скважин)

Тема ВКР:

КОМПЛЕКС ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН С ЦЕЛЬЮ ИЗУЧЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ НА ЮЖНО-МЫЛЬДЖИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является разведочная скважина на Южно-Мыльджинском месторождении. Работы проводятся на пробуренной скважине, а камеральная обработка в офисном помещении.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	Трудовой кодекс РФ от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019) ГОСТ 12.1.019-2017 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.1.005-88 ГОСТ 12.1.003-2014 ГОСТ 12.2.003-91 ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 12.4.125-83 ГОСТ 12.1.004-91
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Среди вредных факторов были выявлены следующие: – отклонение показаний климата на открытом воздухе; – тяжесть и напряженность физического труда; – Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми; – Превышение уровня ионизирующих излучений; – Недостаточная освещенность рабочей зоны. Среди опасных факторов были выявлены следующие факторы: – Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека – движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.
3. Экологическая безопасность:	Анализ негативных воздействий, такими являются: загрязнение почвы нефтепродуктами; повреждение почвенного слоя; загрязнение производственными водами; выбросы вредных веществ; распугивание представителей животного мира, случайное уничтожение. Мероприятия по защите почвы от загрязнения и выброса вредных веществ в атмосферу. Утилизация ТБО, микросхем и люминесцентных ламп.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Наиболее вероятные ЧС это выброс нефти и пожары.
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
02.03.2020	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романцов Игорь Иванович	к. т. н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2241	Федоров Валерий Григорьевич		

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

8.1 Введение

Социальная ответственность – диалектическая взаимосвязь между работодателем и работником, характеризующаяся взаимными правилами и обязанностями по выполнению социальных норм и наложением ответственности в случае ее нарушения.

В рамках проекта предусмотрено выполнение комплекса геофизических работ с целью проектирования комплекса геофизических исследований в скважине № 25* на Южно-Мыльджинском месторождении. В административном отношении Южно-Мыльджинское месторождение располагается в Каргасокском районе Томской области. Ближайшие населенные пункты – г. Каргасок.

Средняя температура самого холодного месяца (января) минус -35 °С. Средняя температура июля составляет плюс 27 °С. Среднегодовая температура – минус 15 °С. В конце октября устанавливается снежный покров и держится до конца апреля. Толщина снежного покрова в лесах достигает 2 м, на водоразделах не превышает 1 м, в понижениях рельефа – 1,5–2 м. Грунт промерзает на глубину до 1,5 м. Толщина льда на больших реках достигает 40–70 см, а на озерах до 40 см. Среднегодовое количество осадков 300–620 мм, влажность воздуха 81 %. Преобладающее направление ветра зимой – ЮЗ-З, летом С-СВ. Наибольшая скорость ветра – 22 м/сек. Работы планируется проводить с января по февраль 2021 года.

8.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

8.2.1 Специальные нормы трудового законодательства

В компании ОАО «Томскнефть», предусмотрен вахтовый график работы. Оплата труда работников, занятых на тяжелых работах, работах с вредными и опасными условиями труда, устанавливается в повышенном размере по сравнению с тарифными ставками (Статья 147 ТК РФ) [35].

На работах с вредными или опасными условиями труда, работникам бесплатно выдаются, прошедшие обязательную сертификацию, специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты (Статья 221 ТК РФ) [11].

В компании для работников, работающих вахтовым методом предусмотрен отпуск в 40 календарных дней. Раз в два года оплачивают в 100% объеме дорогу до места отпуска и обратно. Предоставляется лечения в санаториях относящиеся к компании.

8.2.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Геофизические работы в скважинах должны производиться в присутствии представителя «Заказчика» под руководством ответственного специалиста геофизического предприятия (подрядчика)

Геофизические работы разрешается проводить только в специально подготовленных скважинах. Подготовленность объекта работ подтверждается актом в соответствии с действующими техническими инструкциями на данный вид работ. Подготовка должна обеспечить безопасную и удобную эксплуатацию наземного

При размещении скважинного оборудования на искусственных сооружениях геофизическое оборудование, аппаратура и материалы размещаются согласно схемам, совместно разработанным и утвержденным «Заказчиком» и геофизическим предприятием с учетом размеров и конструктивных особенностей МБУ (эстакады).

Электрооборудование буровой установки перед проведением геофизических работ должно быть проверено на соответствие требованиям ПУЭ, ПТЭ и ПТБ, стандартов электробезопасности. Обустройство устья скважины должно обеспечивать удобство спуска и извлечения скважинных приборов.

Буровое оборудование скважины должно быть исправно для обеспечения возможности использования его во время проведения всех геофизических работ.

Геофизические работы через бурильные трубы допускается проводить только по плану, совместно утвержденному буровой и геофизической организациями. Перед проведением геофизических работ буровой инструмент и инвентарь должны быть размещены и закреплены так, чтобы не мешать работе геофизической партии (отряда). Между каротажной станцией и устьем не должны находиться предметы, препятствующие движению кабеля и переходу людей, а также ограничивающие видимость устья скважины машинистом лебедки каротажного подъемника.

Площадка у устья и приемные мостки должны быть исправны и очищены от бурового раствора, нефти, смазочных материалов, снега, льда. При невозможности уборки мешающих переходам и переноске скважинных приборов предметов, над ними должны устраиваться переходы (трапы, мостки). Кабель, соединяющий геофизическое оборудование с электросетью, должен подвешиваться на высоте не менее 0,5 м от земли. Подключать геофизическое оборудование к источнику питания необходимо по окончании сборки и проверки электросхемы станции. Скважинные приборы массой более 40 кг допускается переносить с помощью специальных приспособлений (носилок, ремней, клещевых захватов и т.д.). Прочность крепления скважинных приборов, аппаратов и грузов к кабелю должна

быть не более $2/3$ разрывного усилия кабеля. Длина кабеля должна быть такой, чтобы при спуске скважинного снаряда на максимальную глубину на барабане лебедки оставалось не менее половины последнего ряда витков кабеля. Контроль за спуском (подъемом) скважинных снарядов должен выполняться по показаниям измерителей скорости, глубин и натяжений кабеля. Во избежание затаскивания скважинных приборов на блок на кабеле должны быть установлены три хорошо видимые метки. Скорость подъема кабеля при подходе скважинного прибора к башмаку обсадной колонны и после появления последней предупредительной метки должна быть снижена до 250 м/ч. Каротажный подъемник (каротажная станция) должен фиксироваться на месте установки стояночным тормозом, упорными башмаками (подколками, якорями) так, чтобы исключалось его смещение при натяжении кабеля, равном максимальной грузоподъемности лебедки. Перед началом работ на скважине должна проверяться исправность систем тормозного управления, кабелеукладчика, защитных ограждений подъемника, надежность крепления лебедки к раме автомобиля, целостность заземляющих проводников геофизического оборудования. В процессе выполнения работ после подачи предупредительного сигнала запрещается нахождение людей в пределах опасных зон. Усилие натяжения кабеля при "расхаживании" с целью освобождения от прихвата не должно превышать 50 % его разрывного усилия. При необходимости обрыва кабеля должны быть приняты дополнительные меры предосторожности.

Перед спуском скважинных приборов, содержащих взрывчатые и радиоактивные вещества, необходимо провести контрольное шаблонирование: диаметр шаблона должен быть не менее, а длина и масса - не более соответствующих размеров и массы скважинного снаряда (прибора).

Выполнение геофизических работ должно быть приостановлено при:

- а) сильном поглощении бурового раствора (с понижением уровня более 15 м/ч);
- б) возникновении затяжек кабеля, неоднократных остановках скважинных снарядов при спуске (за исключением случаев остановки снарядов на известных уступах или в кавернах);
- в) ухудшении метеоусловий: снижении видимости менее 20 м, усилении ветра до штормового (более 20 м/с), сильном обледенении.

При возникновении на скважине аварийных ситуаций, угрожающих жизни и здоровью людей (пожар, выброс токсичных веществ, термальных вод и т.д.), работники геофизического подразделения должны немедленно эвакуироваться в безопасное место [11].

8.3 Производственная безопасность

Проектируемые работы предусматривается проводить в полном соответствии с Правилами безопасности при геологоразведочных работах.

Геофизические работы имеют ряд специфических особенностей, связанные с особенностями методики измерений (ненормированный рабочий день, тяжелые погодные условия проведения работ.), конструктивными особенностями исследовательской аппаратуры (работа с электрическими приборами, радиоактивными веществами, негабаритными и тяжёлыми механическими приборами). Это требует разработки специальных мероприятий по технике безопасности и противопожарной защите.

Для целостного представления обо всех выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте и связи их с запроектированными видами работ составлена обобщающая таблица 24. Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проведена с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–2015 (13.07.2017.)» [12].

Таблица 17 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при проведении геофизических исследований скважин

Факторы (ГОСТ 12.0.003.-2015)	Этапы работ		Нормативные документы
	Полевой	Камеральный	
1	2	3	4
1. Отклонения показателей климата на открытом воздухе	+	-	ГОСТ 12.1.019-2017 ГОСТ 12.1.030-81 ГОСТ 12.1.038-82 ГОСТ 12.1.012-90 ГОСТ 12.1.005-88
2. Тяжесть и напряженность физического труда	+	-	
3. Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми	+	-	
4. Превышение уровня ионизирующих излучений	+	-	
5. Превышение уровней шума и вибрации	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014
6. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	ГОСТ 12.2.003-91
7. Отклонения показателей микроклимата в помещении	-	+	ГОСТ 12.2.062-81
8. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека	+	+	ГОСТ 12.4.125-83
9. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	-	ГОСТ 12.1.004-91 ОСПО РБ – 99/10 СанПиН 2.2.4.548-96 СНиП 23-05-95* СНиП 21-01-97* СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 РД 153-39.0-072-01 Р 2.2.2006-05 ГОСТ 12.1.008-76

Утилизация ТБО будет проводиться согласно ГОСТ Р 57701-2017 (Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Программы в области обращения с твердыми коммунальными отходами).

Люминесцентные лампы после отработанного срока собираются и отправляются на хранение, для дальнейшей транспортировки из месторождения в пункт переработки. Где в дальнейшем перерабатывается согласно постановлению РФ.

8.3.1 Анализ вредных производственных факторов

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. Проведение полевых работ на Южно-Мыльджинском месторождении запланировано в зимнее время. Климатические условия в районе проведения работ можно охарактеризовать как суровые, до минус 35 °С зимой, большое количество осадков.

Указанные обстоятельства значительно осложняют осуществление обслуживания скважин, создают дополнительные трудности в обеспечении безопасности этого процесса. В соответствии со статьей 109 ТК РФ о производстве работ на открытом воздухе при пониженных температурах, сказано, что: при работе на открытом воздухе при температуре минус 29°С с ветром силой не менее 3 баллов и при температуре минус 35°С без ветра, работающим должны предоставляться перерывы для обогрева [11]. Продолжительность обогрева должна быть не менее 10 мин через каждый час работы. При температуре минус 39°С с ветром силою не более 3 баллов без ветра минус 40°С работы на открытом воздухе прекращаются. ГИС запрещается проводить во время пурги, буранов и при сильных морозах.

В качестве средств индивидуальной защиты при работе на открытом воздухе в сильные морозы применяется: теплая спецодежда, утепленные прорезиненные рукавицы, валенки на резиновом ходу, шапка - ушанка. Так же предусматривается нормирование работы . МР 2.2.7.2129-06 (Режимы труда и отдыха работающих в холодное время на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.)

Тяжесть и напряженность физического труда. Согласно Р 2.2.2006-05 [12] класс условий труда оценен как «вредный». Работы, предусматриваемые данным проектом, будут выполняться полевой каротажной партией, состоящей из четырех человек. Специфика ГИС в том, что производственный процесс каротажа - процесс непрерывный, длительный и утомительный. Условия труда, в данном случае, отличаются высокой сенсорной, монотонной и эмоциональной нагрузкой.

Персонал, занятый в данном виде исследований, работает вахтовым методом с ненормированным рабочим днем. Бытовые и природные полевые условия отражаются на

физическом и нервно-эмоциональном состоянии рабочего персонала, приводит к нервному и физическому истощению. Для профилактики утомления предусмотрены технические, медико-биологические и организационные мероприятия. А конкретно:

- контроля состояния условий труда работника на соответствие действующим санитарным правилам и нормам, гигиеническим нормативам и получения санитарно-эпидемиологического заключения;
- установления приоритетности проведения профилактических мероприятий и оценки их эффективности;
- создания банка данных по условиям труда на уровне организации, отрасли и др.;
- аттестации рабочих мест по условиям труда и сертификации работ по охране труда в организации;
- составления санитарно-гигиенической характеристики условий труда работника;
- анализа связи изменений состояния здоровья работника с условиями его труда (при проведении периодических медицинских осмотров, специального обследования для уточнения диагноза);
- расследования случаев профессиональных заболеваний, отравлений и иных нарушений здоровья, связанных с работой.

Показатели микроклимата должны обеспечивать сохранение теплового баланса человека с окружающей средой и поддержание оптимального или допустимого теплового состояния организма.

Оптимальные микроклиматические условия установлены по критериям оптимального теплового и функционального состояния человека. Они обеспечивают общее и локальное ощущение теплового комфорта в течение 8-часовой рабочей смены при минимальном напряжении механизмов терморегуляции, не вызывают отклонений в состоянии здоровья, создают предпосылки для высокого уровня работоспособности и являются предпочтительными на рабочих местах.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 3, применительно к выполнению работ различных категорий в холодный и теплый периоды года. По интенсивности общих энергозатрат организма в процессе труда работа с ПЭВМ относится к категории работ Ia.

Таблица 18 – Оптимальные величины и фактические показатели микроклимата в рабочей зоне производственных помещений при работе в компьютерном помещении ГОСТ 12.1.005-88 и СанПиН 2.24.548-96

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С		Относительная влажность воздуха, %		Скорость движения воздуха, м/с	
		Фактич.	Оптималь.	Фактич.	Оптималь.	Фактич.	Оптималь.	Фактич.	Оптималь.
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Холодный	Ia	23	22-24	23	21-25	50	60-40	0,1	0,1
теплый	Ia	24	23,25	24	22-26	50	60-40	0,1	0,1

Из таблицы видно, что показатели характеризуют микроклиматические условия как оптимальные, которые при их воздействии на человека в течение рабочей смены обеспечивают оптимальное тепловое состояние организма. В этих условиях напряжение терморегуляции минимально, общие и (или) локальные дискомфортные теплоощущения отсутствуют.

Повреждения в результате контакта с животными и насекомыми Профилактика природно-очаговых заболеваний имеет особое значение в полевых условиях. Разносят их насекомые, дикие звери, птицы и рыбы. Наиболее распространенные природно-очаговые заболевания весенне-летний клещевой энцефалит, туляремия.

При заболевании энцефалитом происходит тяжелое поражение центральной нервной системы. Заболевание начинается через две недели после занесения инфекции в организм. Наиболее активны клещи в конце мая - середине июня, но их укусы могут быть опасны и в июле - августе. Присосавшегося клеща удаляют вместе с хоботком, чтобы клещ вышел сам, место укуса необходимо смазать керосином или растительным маслом. Основное профилактическое мероприятие – противэнцефалитные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу на весь год.

Для предотвращения укусов клещей все работники партии будут обеспечены энцефалитными костюмами, индивидуальными медицинскими пакетами и средствами защиты (специальные мази, кремы, лосьоны, репелленты, спреи) (ГОСТ 12.1.008-76 [13]).

Превышение уровня ионизирующих излучений. При исследовании скважин применяются радиоактивные вещества (РВ) применяемые в радиоактивных методах, в данном комплексе методов используется прибор, комбинированный радиоактивного

каротажа СРК - 01. Источниками излучения служат плутоний – бериллиевые сплавы и сплавы, содержащие радиоактивный изотоп цезия.

Ионизирующая радиация при воздействии на организм человека может вызвать два вида эффектов: детерминированные пороговые эффекты (лучевая болезнь, лучевой ожог) и стохастические (вероятностные) бес пороговые эффекты (злокачественные опухоли).

ГИС относится к 1 категории работ с привлечением радиоактивных веществ. Здесь возможно только внешнее облучение, поэтому необходима защита от гамма-излучения и нейтронного излучения. Для того чтобы обезопасить обслуживающий персонал от вредного действия радиоактивных веществ, необходимо организовать их правильное хранение, транспортировку и работу с ними на скважине, а также не допускать загрязнение этими веществами рабочих мест (таблица 19).

Таблица 19 - Мощность эквивалентной дозы, используемая при проектировании защиты от внешнего ионизирующего излучения

Нормируемые документы	Пределы доз, мЗв	
	Персонал (группа А)	Население
Эффективная доза	20 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 50 мЗв в год	1 мЗв в год в среднем за любые последовательные 5 лет, но не более 5 мЗв в год
Эквивалентная доза за год в хрусталике глаза	150	15 мЗв
Коже	500	50 Зв
Кистях и сапогах	500	50000 Зв

Для уменьшения воздействия источников ионизирующего излучения необходимо придерживаться следующих правил: использовать источники излучения минимальной активности, необходимые для данного вида исследований; выполнять все операции с источниками излучений в течение максимально короткого времени; производить работы (спускоподъемные, погрузочно-разгрузочные работы) на максимально возможном расстоянии от источника; применять защитные средства в виде контейнеров, экранов, спецодежды; осуществлять радиометрический и дозиметрический контроль.

Для защиты от гамма-излучения применяют свинец. Дозу гамма излучений за рабочий день определяют с помощью карманных дозиметров путём пересчета показаний радиометров, отградуированных в единицах мощности дозы (мкР/ч). В любом случае мощность поглощенной дозы для каждого работника не должна превышать 5 бэр/г (0.02 Зв).

Для защиты от нейтронного излучения используют материалы, содержащие водород (вода, парафин) с добавками бора. Дозу нейтронного излучения определяют пересчетом

мощности доз, отсчитанных по показаниям радиометра, снабжённого датчиком тепловых или быстрых нейтронов, путём пересчёта. Ни в коем случае нельзя касаться и брать капсулу с источником ионизирующего излучения руками.

Радиоактивные вещества хранят в специальных хранилищах, в переносных контейнерах, которые находятся, в зависимости от активности радиоактивного вещества, в специальных колодцах. Транспортирование источников ионизирующих излучений производится только в специальных контейнерах в зависимости от вида излучения. Для обозначения объектов, помещений, оборудования, устройств и материалов, внутри или на поверхности, которых возможна радиационная опасность, ставится специальный знак с надписью: «Осторожно радиоактивность!».

Превышение уровней шума и вибрации. Шум при проведении геофизических работ создаётся работающим оборудованием: буровыми установками (СКБ-4), машинами Урал и т.д. В результате исследований установлено, что шум ухудшает условия труда и оказывает вредное воздействие на организм человека. Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [14]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 20.

Таблица 20 - Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня ГОСТ (12.1.003–2014)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	3	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Постоянные рабочие в производственных помещениях	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Основные мероприятия по борьбе с шумом и вибрацией: виброизоляция оборудования буровой установки; звукоизоляция кожухами механизмов буровой установки; использование звукопоглощающих материалов в рабочих помещениях; использование средств индивидуальной защиты (беруши, шлем) [14].

Недостаточная освещенность. При проведении ГИС в ночное время суток рабочая зона (лебедка подъемника, мостки, лестницы и входы на буровую, роторная площадка) во избежание травматизма и аварийных ситуаций, должна искусственно освещаться. Необходимые нормы освещенности рабочей зоны приведены в таблице 21.

Таблица 21 - Нормы искусственного освещения [СП 52.13330.2011]

Места освещения	Освещенность, лк
Рабочие места у бурового станка (ротора, Лебедки)	40
Щиты контрольно-измерительных приборов	50
Площадка для кронблока	25
Двигатели, насосы	25
Лестницы, входы на буровую, приемный мост промывочной жидкости	10
На стенах	500
На рабочем столе	300

Рабочее освещение должно создавать равномерную освещенность и яркость рабочей поверхности, исключать возможность образования резких теней, обеспечивать правильную цветопередачу, быть экономным, надежным и удобным в эксплуатации. Рабочее освещение нормируется в зависимости от разряда зрительной работы, контраста объекта с фоном и характеристикой фона.

Искусственное освещение подразделяется на рабочее, аварийное, охранное и дежурное.

Аварийное освещение разделяется на освещение безопасности и эвакуационное.

Для общего искусственного освещения помещений следует использовать, как правило, разрядные источники света, отдавая предпочтение при равной мощности источникам света с наибольшими световой отдачей и сроком службы.

Световая отдача источников света для общего искусственного освещения помещений при минимально допустимых индексах цветопередачи не должна быть меньше значений, приведенных в таблице 22.

Таблица 22 - Норма значений при минимально допустимых индексах цветопередачи

Тип источника света	Световая отдача, лм/Вт, не менее, при минимально допустимых индексах цветопередачи			
	$R_a \geq 80$	$R_a \geq 60$	$R_a \geq 45$	$R_a \geq 25$
Люминесцентные лампы	65	75	-	-
Компактные люминесцентные лампы	70	-	-	-
Металлогалогенные лампы	75	90	-	-
Дуговые ртутные лампы	-	-	55	-
Натриевые лампы высокого давления	-	75	-	100

Искусственное освещение может быть двух систем - общее освещение и комбинированное освещение.

Рабочее освещение следует предусматривать для всех помещений зданий, а также участков открытых пространств, предназначенных для работы, прохода людей и движения

транспорта. Для помещений, имеющих зоны с разными условиями естественного освещения и различными режимами работы, необходимо раздельное управление освещением таких зон.

При необходимости часть светильников рабочего или аварийного освещения может использоваться для дежурного освещения.

Нормируемые характеристики освещения в помещениях и снаружи зданий могут обеспечиваться как светильниками рабочего освещения, так и совместным действием с ними светильников освещения безопасности и (или) эвакуационного освещения.

Таблица 23 – Нормируемые и фактические показатели искусственного освещения

Рабочая поверхность и плоскость нормирования освещенности (горизонтальная) и высота плоскости над столом, м.	Освещенность (при общем освещении) лк		Показатель дискомфорта М, не более		Коэффициент пульсации освещенности, Кп. %. не более	
	Фактическая	Допустимая	Фактический	Допустимый	Фактический	допустимый
Г-0,8	250	300	40	40	15	15

Исходя из табличных данных, можно сказать, что освещенность соответствует нормативным данным, следовательно, освещение оказывает благоприятное влияние на качество рабочего процесса и безопасность учащихся.

8.3.2 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека. При проведении полевых работ несут опасность поражения электрическим током токоведущие элементы каротажной станции (подъемник, лаборатория и скважинные приборы).

Причинами поражения электрическим током могут послужить: повреждение изоляции электропроводки, неисправное состояние электроустановок, случайное прикосновение к токоведущим частям (находящимся под напряжением). Поэтому работа на каротажных станциях требует помимо соответствующей квалификации персонала большого внимания и строгого соблюдения правил электробезопасности. При работе с

электрооборудованием нужно соблюдать электробезопасность [15].

Соединительные провода, применяемые для сборки электросетей, не должны иметь обнаженных жил, ненадежную изоляцию, концы их должны быть снабжены изолирующими вилками, муфтами или колодками.

При работах на буровой запрещается пользоваться напряжением более 380 В. Корпуса всех агрегатов должны быть надежно заземлены. Заземление выполняется на контур буровой, имеющий металлическую связь с устьем скважины, или на устье скважины, на которой проводятся работы.

Подключать кабель к источнику питания разрешается только по окончании сборки всех коммуникаций каротажной станции. Кабель, соединяющий оборудование станции с электросетью подвешивается на высоте не менее 0,5 м и располагается в стороне от проходов и дорог. Проверку работы или поиск неисправностей в каротажной станции, находящейся под напряжением, должны производить не менее чем два исполнителя [15].

Если необходимо проверить на поверхности исправность скважинного прибора, разрешается подавать напряжение в схему только после предупреждения об этом работников партии. Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий: устройством электроустановок (недоступность прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением); устройством защитного заземления; защитой от перехода высокого напряжения в сеть низкого напряжения; применением защитных средств при обслуживании электроустановок; проведением планово-предупредительных ремонтов; применением специальных схем защитного отключения электрооборудования, находящихся в эксплуатации; организационными и техническими мероприятиями по обеспечению безопасности при проведении переключений и ремонтных работ; специальным обучением лиц, обслуживающих электроустановки. Перед выполнением работ необходимо провести первичный инструктаж для сотрудника. Все розетки и щитовые обозначены специальными предупреждающими знаками.

Средства защиты подразделяются на основные и дополнительные. К основным до 1000В относятся: изолирующие клещи, указатели напряжения, диэлектрические перчатки и монтерский инструмент с изолированными рукоятками. Дополнительные до 1000В диэлектрические калоши, коврики и подставки [13].

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования. Возникает на всех этапах полевых геофизических работ, но возрастание риска подвергнуться механическому воздействию, а в следствии, получить травму можно при погрузочно-разгрузочных работах, монтаже-демонтаже оборудования на скважине и др.

Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.003-91 [16]). Меры безопасности, в большинстве, сводятся к неукоснительному соблюдению техники безопасности на буровой.

Управление геофизической аппаратурой должно производиться лицами, имеющими на это право, подтвержденное соответствующими документами. Оборудование, аппаратура и инструмент должны содержаться в исправности и чистоте, соответствовать техническим условиям завода-изготовителя и эксплуатироваться в соответствии с требованиями эксплуатационной и ремонтной документации. Средства индивидуальной защиты: перчатки с полимерным покрытием, каска защитная, обувь с жестким подноском, очки защитные, костюм из смешанных тканей. Инструменты с режущими кромками и лезвиями следует переносить и перевозить в защитных чехлах и сумках. Запрещается проводить ГИС при неисправном спускоподъемном оборудовании буровой установки или каротажного подъёмника.

При работе на скважине каротажные автомашины следует устанавливать так, чтобы были обеспечены хорошая видимость и сигнализационная связь между подъёмником, станцией и устьем скважины.

Направляющий блок необходимо надежно закрепить на основании буровой. Подвесной блок нужно надёжно закрепить на талевой системе буровой установки. Запрещается прикасаться к кабелю при движении, наклоняться над ним, а также останавливать его руками при отказе тормозной системы лебедки подъёмника.

Во избежание наиболее типичной аварийной ситуации - обрыв кабеля у головки аппарата, необходимо соблюдать следующие условия: строго контролировать движение поднимаемого кабеля по счетчику оборотов и предупредительным меткам, чтобы не пропустить приближение скважинного прибора к устью скважины и своевременно подать соответствующие сигналы машинисту подъёмной установки; машинист подъёмной установки при управлении лебёдкой должен внимательно следить за движущимся кабелем, выходом предупредительных меток и сигналами, подаваемыми с устья скважины. Геофизическое оборудование и их эксплуатация должны соответствовать нормативным документам (ГОСТ 12.2.062-81, ГОСТ 12.4.125-83, ГОСТ 12.2.003-91).

8.4 Экологическая безопасность

При производстве геофизических работ с целью определения коллекторских свойств на Южно-Мыльдзинском месторождении необходимо учитывать пагубное влияние производственных факторов на окружающую среду. Вредные воздействия на окружающую

среду и природоохранные мероприятия при геофизических работах приведены в таблице 21.

Для предотвращения возможных экстремальных экологических и социальных ситуаций при освоении и решении следующих взаимосвязанных проблем необходимо: предотвращение загрязнения окружающей среды, обеспечение экологической сохранности территории нефтяного месторождения и прилегающих к нему зон; обеспечение экологической безопасности местного населения и персонала, работающего на месторождении; систематический производственный экологический мониторинг; оповещение о возникновении экологической опасности; управление экологическим риском; экологическое страхование.

Временные источники загрязнения:

- перенос вредных веществ (токсичные химические реагенты) с загрязненных участков ливневыми и талыми водами по ложбинам стока;
- перенос вредных веществ грунтовыми водами, питающими реки;
- прямые выбросы вредных веществ в водоемы.

Основными видами негативного воздействия на животный мир при освоении месторождения могут являться: отчуждение земель и механическое нарушение растительности; шум от работающих машин и механизмов; загрязнение прилегающей территории отходами; браконьерство; фактор беспокойства (присутствие людей и собак).

Для снижения воздействия на животный мир необходимо: ограждать и оснащать оборудование звукоизолирующими устройствами; не допускать загрязнения прилегающей территории токсичными отходами; запретить персоналу, работающему на объектах, иметь огнестрельное оружие и охотиться без соответствующей лицензии;

Для исключения вредного воздействия на гидрологические объекты месторождения необходимо предусмотреть следующие мероприятия: создать организованный поверхностный сток с территории других производственных объектов; исключить сброс загрязненных сточных вод на поверхность земли и в водоемы, предусмотреть закачку сточных вод в нефтесборный коллектор.

В отличие от биологических ресурсов, минерально-сырьевые ресурсы не способны к самовосстановлению и относятся к числу исчерпаемых, поэтому назначение охраны недр заключается в обеспечении их рационального и полного использования, предупреждения их порчи, а также в сокращении их потерь при добыче, транспортировке и переработке [ГОСТ 17.4.3.04-85].

Таблица 24 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при геофизических работах

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Предохранительные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, мусора, до ближайшего места переработки
	Засорение почвы производственными отходами и мусором	Вывоз и захоронение производственных отходов до ближайшего места переработки
Лес и лесные ресурсы	Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова	Мероприятия по охране почв
	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций, посёлков	Попенная плата, соблюдение нормативов (, охрана земель) отвода земель в залесённых территориях
Вода и водные ресурсы	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, нефтепродуктами, минерализованными водами и рассолами)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики)
	Загрязнение подземных вод при смешении различных водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
Воздушный бассейн	Выбросы пыли и токсичных газов из подземных выработок. Выбросы вредных веществ при бурении с продувкой воздухом, работа котельных и др.	Полная герметизация всего технологического оборудования, запорной арматуры и трубопроводов

8.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Безопасность в чрезвычайных ситуациях природного и социального характера

На нефтяных месторождениях при нарушении технологии геофизических исследований и эксплуатации зачастую возникают непредвиденные неблагоприятные ситуации. К таким относятся незапланированные выбросы углеводородов (фонтанирование), которые сопровождаются, как правило, сильными пожарами, усложняющими ситуацию.

Все случаи выбросов документируются, создаются копии и распространяются по службам участвующих в разработке месторождения. В перечне документов фиксируются причины аварий, работы, проведенные при ликвидации выброса, а также способы избежания выбросов в будущем.

При геофизических исследованиях скважин проводятся следующие подготовительные работы.

До проведения исследований "заказчик" подготавливает скважину. Буровое оборудование должно быть исправным. На скважине должен быть установлен превентор. Скважина должна быть залита буровым раствором до устья. Электроустановки должны быть исправны.

Начальник геофизической партии проверяет проведенные подготовительные работы.

Составляется акт на проведение геофизических исследований, за подписями бурового мастера, представителя заказчика, электрика. При работах в действующих скважинах также подписывается работник противодонной службы.

При угрозе выброса работники партии сообщают о факте выброса представителю заказчика, противодонной и пожарной службы.

Партия выполняет эвакуацию геофизического оборудования под руководством начальника партии. Если прибор в скважине зажат превентором, кабель перерубается. Скважина должна быть обесточена [17].

Наиболее вероятной ЧС является пожар на рабочем месте, поэтому ниже будет более подробно рассмотрена пожарная безопасность.

Причинами возникновения пожаров в полевых условиях являются: неосторожное обращение с огнем; неисправность или неправильная эксплуатация электрооборудования (перегрев электропроводов и возгорание изоляции); неисправность и перегрев отопительных стационарных и временных печей; разряды статического и атмосферного электричества, чаще всего происходящие при отсутствии заземлений и молниеотводов; неисправность производственного оборудования и нарушение технологического процесса. Нормативный документ ГОСТ 12.1.004-91 [18].

Ответственность за соблюдение пожарной безопасности, за своевременное выполнение противопожарных мероприятий и исправное содержание средств пожаротушения несет начальник партии. Все инженерно-технические работники и рабочие, вновь принимаемые на работу, проходят специальную противопожарную подготовку, которая состоит из первичного и вторичного инструктажей. По окончании инструктажей проводится проверка знаний и навыков.

Ответственные за пожарную безопасность обязаны: не допускать к работе лиц, не прошедших инструктаж по соблюдению требований пожарной безопасности; разъяснять подчиненным порядок действий в случае загорания или пожара; обеспечить исправное содержание и постоянную готовность к действию средств пожаротушения; при возникновении пожара принять меры по его ликвидации.

Для быстрой ликвидации возможного пожара партия должна иметь средства пожаротушения:

- Огнетушитель (ОУ-2) – 1 шт. (на каждую машину);
- Ведро пожарное – 1 шт.;
- Топоры – 1 шт.;
- Ломы – 2 шт.;
- Кошма – 2×2м (на каждую машину).

Инструменты должны находиться в исправном состоянии и обеспечивать в случае необходимости возможность либо полной ликвидации огня, либо локализации возгорания.

За нарушение правил, рабочие несут ответственность, относящуюся к выполняемой ими работе или специальных инструкций в порядке, установленном правилами внутреннего распорядка.

8.6 Заключение по разделу

В процессе выполнения работ рассмотрена техника безопасности при проведении геофизических работ, мероприятия по охране окружающей среды и действий при чрезвычайной ситуации.

Очень важно выполнять все правила и нормы, это отразится на качестве работы, на состоянии работников, работоспособности, окружающей среде, в случае нарушений могут быть серьезные проблемы, как минимум заказчик может понести материальные затраты, а что еще хуже могут быть потери жизней. Согласно всему вышеперечисленному рабочее место соответствует всем нормам труда.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На основании изучения геологического строения и анализа ранее выполненных геофизических работ был выбран и обоснован комплекс геофизических методов исследования в проектной скважине на Южно-Мыльджинском месторождении.

Запроектированный комплекс геофизических исследований в скважине № 25*, позволит решить ряд задач, а именно уточнить положение ВНК, расчленить разрез скважины, выделить коллекторы, определить фильтрационно-емкостные свойства и характер насыщения. Обоснование комплекса геофизических методов, а также их методика проведения учитываются на основании опыта промыслово-геофизических исследований, проведенных в скважинах месторождения на основании утвержденного для районов Широкого Приобья Западной Сибири.

Наличие определённой априорной физико-геологической модели, имеющейся по месторождению, упростило интерпретацию геофизических данных.

Выбор необходимой аппаратуры для проведения запроектированных геофизических исследований, применение требований к методике измерений и метрологическому обеспечению измерений позволит избежать ошибок и неточностей при определении запасов.

В специальной части рассмотрено исследование контроля качества такого метода, как высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ), базирующегося на измерении относительных фазовых характеристик.

Проведен анализ вредных и опасных факторов при выполнении геофизических работ. Предложены мероприятия по безопасности в чрезвычайных ситуациях и охране окружающей среды, также изучены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

|

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Обращение к электронному источнику
<https://dic.academic.ru/pictures/bse/jpg/0265546126.jpg> (дата обращения 12.05.2020)
2. Электронная топооснова карты ФГУП ПО “ИнжГеодезия”
3. Волков В.И. Создание систематизированной оперативной геолого-геофизической информации для обеспечения тематических и научно-исследовательских работ на территории Томской области. – Томск: ОАО «Томскнефтегазгеология», 2000. – 199 с. (исходные карты и данные по испытанию)
4. Сурков В. С. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры Западно-Сибирской плиты (под ред. В.С. Суркова). – М.: Недра, 1986. – 149с. (тектоническая карта фундамента)
5. Атлас «Геология и нефтегазоносность Ханты-Мансийского автономного округа» / Ред. Ахпателов Э.А., Волков В.А., Гончарова В.Н., Елисеев В.Г., Карасев В.И., Мухер А.Г., Мясникова Г.П., Тепляков Е.А., Хафизов Ф.З., Шпильман А.В., Южакова В.М. – Екатеринбург: Изд-во ИздатНаукаСервис, 2004. – 148 с.
6. Конторович А.Э. Перспективы развития нефтяной и газовой промышленности вдоль существующих и проектируемых нефте- и газопроводов на юго-востоке Западной и юге Восточной Сибири. Новосибирск, 2001. – 177с.ин.номер 4238 в ТТГФ)
7. Методические указания по поискам и разведке мелких месторождений нефти (до 1 млн тонн) и газа (до 3 млрд м³). Миннефтепром СССР. М., 1988. 56 с.
8. Киселёв А.В. «Техническое описание, инструкция по эксплуатации». Прибор комплексный электрического каротажа К1А-723-М. 2001 г.– 22 с.
9. Глухов В. В. Менеджмент: Учебник. 2-е изд. испр. и доп. - СПб.: Издательство “Лань”, 2002. – 528 с., ил
10. РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах»
11. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред. от 13.07.2015) // Собрание законодательства РФ. – 07.01.2002. - N1 (Ч. 1). – Ст. 147.
12. Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.
13. ГОСТ 12.1.008-76 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Биологическая безопасность. Общие требования
14. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности (Переиздание)

15. ГОСТ 12.1.019-79 (с изм. №1) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
16. ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности
17. ПУЭ. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. с изм. и дополн. – Новос: Сибирс. универ. изд-во, 2006. – 512 с.
18. ГОСТ 12.1.004-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Пожарная безопасность. Общие требования (с Изменением N 1)

эратема	система (период)	отдел (эпоха)	ярус (век)		свита	глубина, м	литология	нефтегазо- носность	индекс опорных сейсмических горизонтов	индекс реперных сейсмических горизонтов	характеристика по данным электрокартажа
кайнозойская, KZ	четв. Q	плиоцен- миоцен									
	палеогеновая, P	олигоцен- эоценовый	хаттский	P _h							
			рюпельский	P _г	некрасовская	50					
			приабонский	P _p	чеганская	150					
			бартонский	P _b		200					
			лютетский	P _l	люлинворская	250					
			ипрский	P _i		300					
			танетский	P _t		350					
			зеландский	P _z	талицкая	400					
			датский	P _d		450			V ^a	C	
мезозойская, MZ	меловая, K	верхний, K ₂	маастрихт	K _{2m}	ганькинская	550					
			кампан	K _{2cp}	славгородская	600					
			сантон	K _{2s}	ипатовская	650			IV ^a	C	
			коньяк	K _{2cn}		700					
			турон	K _{2t}	кузнецовская	750			IV	Г	
						800					
			сеноман	K _{2c}		850				Г _{1-Г₃}	
						900					
						950					
						1000		ПК1-6			
						1050					
						1100					
						1150					
		нижний, K ₁	альб	K _{1al}	покурская	1200					
						1250					
						1300		ПК7-12	III		
						1350					
			апт	K _{1a}		1400					
					алымская	1450		ПК13-18			
			барем	K _{1br}		1500		A1		M	
			готериз	K _{1g}	киялинская	1550					
						1600		A2-8			
						1650					
			валанжинский	K _{1v}		1700					
					тарская	1750					
						1800					
						1850					
						1900					
						1950					
						2000			II ^b		
						2050		Б0-12	II ^{b1}	БВ	
						2100					
					куломзинская	2150					
						2200					
						2250					
						2300					
						2350					
			берриас	K _{1b}		2400		Aч1-3	II ^a	Б	
юрская, J	верх- ний	средний	волжский	J _{1v}	баженовская	2450		Ю0			
			оксфорд	J _{1o}	васюганская	2500		Ю1	I ^b	Т	
			келловей	J _{1c}		2550					
			батский	J _{1bt}		2600		Ю2-10		T ₁	
			байосский	J _{1b}	тюменская	2650			I ^a	T ₂	
			ааленский	J _{1a}		2700				T ₃	
						2750					

	- пески		- аргиллиты битуминозные		- глины опоковидные
	- песчанники, пески уплотненные		- уголь		- фациальное замещение
	- алевролиты, алевроиты		- флора		- несогласие
	- глины		- фауна		- слабометаморфизованные вулканогенно-терригенные породы
	- аргиллиты, глины аргиллитоподобные		- известковистость		- известняки, радиолариты, кремнеаргиллиты
	- углистые аргиллиты		- обугленный растительный детрит		